

# OmaisuuDENhallinnan kehittäminen sähköverkkoyhtiössä

Altti Etola

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty tarkistettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 1.8.2016.

Työn valvoja:

Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Arto Nikkanen

Tekijä: Altti Etola

Työn nimi: Omaisuudenhallinnan kehittäminen sähköverkkoyhtiössä

Päivämäärä: 1.8.2016

Kieli: Suomi

Sivumäärä: 73

Sähkötekniikan ja automaation laitos

Profesuuri: Sähköjärjestelmät

Työn valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja: LE-Sähköverkko Oy:n toimitusjohtaja DI Arto Nikkanen.

Työssä tutkitaan standardin ISO 55000 hyötyjä, omaisuudenhallinnan kehittämistä sekä riskien hallintaa. Omaisuudenhallinnan hyödyt selvitettiin haastattelemalla ja standardiin perehtymällä. Omaisuuden hallinnan kehittämistä ja riskien hallintaa tutkittiin muiden yhtiöiden kokemusten perusteella, kirjallisen materiaalin sekä vikatilastojen avulla.

Standardin mukaisesta omaisuudenhallinnasta havaittiin olevan useita hyötyjä myös keskikokoiselle sähköverkkoyhtiölle. Hyötyjä ovat varsinkin riskien hallinnan kehittyminen, kehityskohteiden löytämisen helpottuminen sekä dokumentaation laadun parantuminen.

LE-Sähköverkolla on parannettavaa varsinkin riskien hallinnan ja dokumentoinnin osalta. Puutteellisia alueita voidaan parantaa uusien toimintamallien ja rekistereiden avustuksella.

Sähköasemien omaisuudenhallintaa varten kehitettiin kuntoindeksi, jonka avulla voidaan tehdä investointipäätöksiä nopeammin. Sähköasemien riskitasoa selvitettiin analysoimalla 20 kV lähtöjen riskejä. Lähtöjen riskitaso on siedettävällä tasolla, mutta kriittisiin komponentteihin ja kohteisiin tulee kiinnittää korostettua huomiota.

Avainsanat: Omaisuudenhallinta, ISO 55000, sähköasema, kuntoindeksi.

AALTO UNIVERSITY  
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

ABSTRACT OF THE  
MASTER'S THESIS

Author: Altti Etola

Title: Asset management development in electricity company

Date: 1.8.2016

Language: Finnish

Number of pages: 73

Department of electrical engineering and automation

Professorship: Power systems

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisor: LE-Sähköverkko Oy CEO Arto Nikkanen.

This thesis focuses on studying benefits of ISO 55000 standard, asset management development and risk management. Benefits of asset management were researched by interviews and by studying the ISO standard. Methods to improve asset management system and risk management were studied by experience of other companies, literary material and fault statistics.

Asset management system which is executed according the ISO standard has many benefits to middle size electricity distribution company. Major benefits are that risk management improves, development zones are easier to find and quality of documentation improves.

LE-Sähköverkko has to improve especially on the areas of risk management and documentation. Those areas can be improved with new operation models and registers.

Condition index for electricity stations was made to help investment decisions. Risk levels of electricity stations were studied by analyzing risks of medium voltage distribution. Risks were at bearable level, but special attention need to be done for critical components.

Keywords: Asset management, ISO 55000, electrical substation, condition index.

## Esipuhe

Tämä diplomityö on tehty opinnäytteeksi Aalto-yliopiston sähkötekniikan ja automaation laitokselle.

Haluan kiittää opastuksesta työni ohjaajaa LE-Sähköverkon toimitusjohtaja Arto Nikkasta sekä Aalto-yliopiston professoria Matti Lehtosta. Kiitän myös kaikkia muita työni vinkkejä ja ohjeita antaneita henkilöitä, kuten Antti Rautiaista, Jukka Lehtosta, Pasi Heinosta, Tuomas Maasaloa, Marcus Stenstrandia sekä Heidi Carrilloa.

Erityiskiitokset haluan toivottaa Lahti Energian energiajohtaja Mikko Rajalalle hänen taputtavasta kannustamis- ja motivoimistyylistään.

Lahti 1.8.2016

*Altti Etola*

## Sisällys

Tiivistelmä	ii
Abstract	iii
Esipuhe	iv
Sisällysluettelo	v
Symbolit ja lyhenteet	vii
1 Työn tavoitteet	1
2 Omaisuudenhallinta	3
2.1 Omaisuudenhallinnan käsitteitä	3
2.2 Omaisuudenhallinnan hyödyt	4
2.3 Standardivaihtoehdot	4
2.4 Standardoimisen hyödyt	7
3 Riskien hallinta	9
3.1 Riski	9
3.2 Riskien hallinnan tekniikoita	10
3.3 Riskien arvioinnin kulmakivet	12
4 Komponenttien luotettavuus	14
4.1 Vikaantumistaajuuden arviointi	14
4.2 Vikataajuustilastot	14
5 Regulaatio	19
6 Nykyiset toimintatavat	23
6.1 Yhtiön verkostostrategia	23
6.2 Riskien hallinta LE-Sähköverkossa	24
6.3 Henkilökunnan kommentteja	25
6.4 Itsearviointi	26
6.4.1 Itsearviointimetodit	26
6.4.2 Itsearviointin tulokset	28
7 Standardin soveltaminen käytäntöön	31
7.1 Yleistä	31
7.2 Organisaation toimintaympäristö	31
7.3 Johtajuus	32
7.4 Suunnittelu	33
7.5 Tukitoiminnot	33
7.6 Toiminta	35
7.7 Suorituskyvyn arviointi	35

7.8	Parantaminen.....	36
8	Omaisuu denhallinnan ensiaskeleet.....	38
9	Sähköasemien omaisuudenhallinta.....	41
9.1	Komponentit .....	41
9.2	Kuntoindeksi .....	44
9.2.1	Periaatteet .....	44
9.2.2	Tulokset .....	46
9.3	Omaisuu denhallintasuunnitelmat .....	52
9.3.1	Sähköasemien periaatteet.....	52
9.3.2	20 kV suojauksen toimintariski .....	55
10	Muut potentiaaliset toimintatavat.....	60
10.1	Aloite- ja riskirekisteri.....	60
10.2	Muutoksen johtaminen .....	61
10.3	Kannustimien hyödyntäminen.....	61
11	Työn ydinkohdat .....	64
12	Parannusehdotukset.....	68
	Lähdeluettelo .....	71
	Liitteet.....	73

## Käytetyt symbolit ja lyhenteet

### Symbolit

	Looginen TAI-portti
d	Laitevuosien lukumäärä
k	Havaittujen vikojen lukumäärä tutkittuna aikana
V	Voltti
$\lambda$	Vikataajuuden klassinen estimaatti

### Lyhenteet

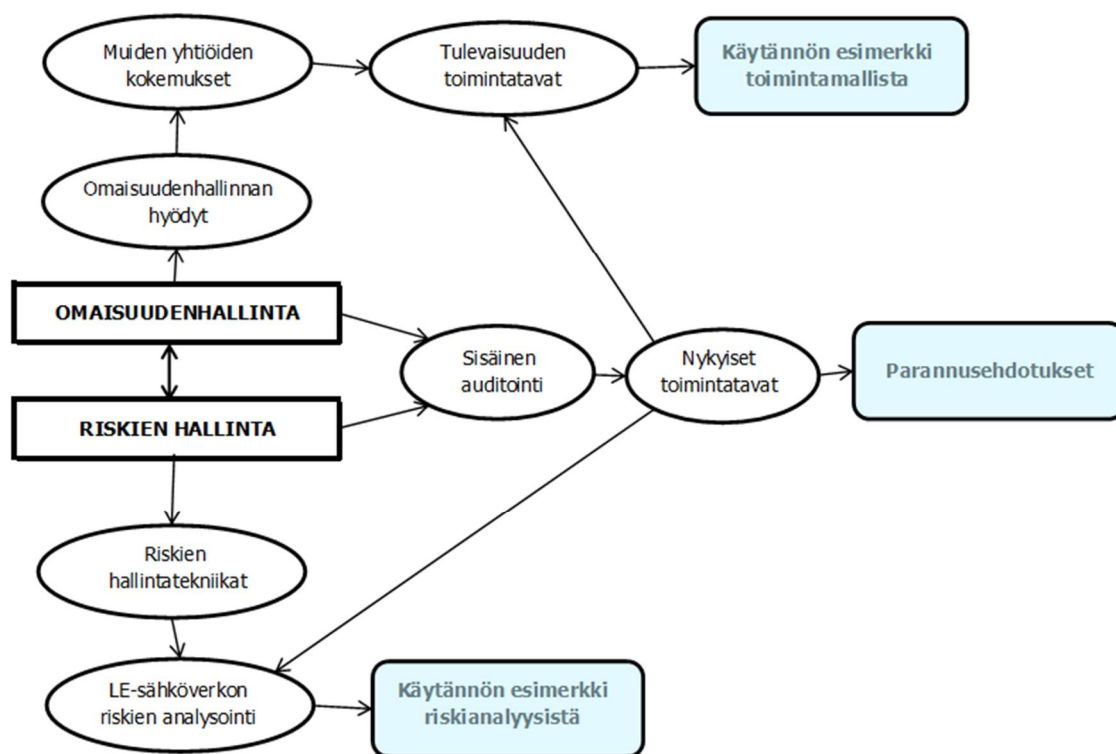
eHR	Sähköinen henkilöstönhallintajärjestelmä
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
LE	Lahti Energia Oy
LES	Lahti Energia Sähköverkko Oy
PAS 55	Publicly Available Specification
SAM	Self Assessment Methodology
SAMP	Strategic Asset Management Plan
SMART	Specific, Measurable, Assignable, Realistic, Time-related
T & K	Tutkimus ja kehitys
VVA	Vika- ja vaikutusanalyysi

# 1 Työn tavoitteet

## Työn lähtökohdat

OmaisuuDENhallinta on suhteellisen vanha konsepti, josta on tehty aiemmin muutamia tutkielmia ja lopputöitä. Lahti Energia Sähköverkko Oy:n tavoitteena on selvittää omaisuudenhallinnan standardoimisen hyötyjä sekä saada käytännön työkaluja sähköasemien omaisuudenhallintaan. Pyrin tuottamaan mahdollisimman paljon hyötyä tekniikan tieteenalalle sekä LE-Sähköverkolle. Sähköasemat ja riskialttiit kohteet ovat kohtuullisen samanlaisia globaalisti, joten uskon työni lopputulosten palvelevan LE-sähköverkon lisäksi koko tekniikan kenttää.

Diplomityö on opiskelijalle työläs prosessi, varsinkin kun se tehdään monesti töiden tai muiden opintojen ohessa. Käytettävissä oleva aika on kuitenkin suhteellisen lyhyt jos työtä halutaan käyttää tieteellisenä tutkimusraporttina. Tästä syystä aiheen rajaamiseen tulee kiinnittää erityistä huomiota. Seuraavassa kuvassa on esitetty diplomityön rajauskaavio, jonka perusteella syvennyttään tiettyihin ongelmiin.



Kuva 1.1. Diplomityön rajauskaavio.

Työllä oli aluksi kolme tavoitetta, joiden toteutuminen riippui saatavissa olevan luotettavan aineiston määrästä. Ensimmäisenä tavoitteena oli saada työkaluja sähköaseman omaisuudenhallinnan parantamiseen suunnittelun tueksi. Käytännössä tämä tarkoittaa esimerkiksi kriteerejä, milloin tulisi vaihtaa yksittäisiä komponentteja ja milloin olisi syytä rakentaa täysin uusi sähköasema. Toisena tavoitteena oli selvittää yhtiön omaisuudenhallinnan nykytilanne ja selvittää miten standardin mukainen toiminta voisi tehostaa sitä. Kolmantena potentiaalisena tavoitteena oli kartoittaa ja analysoida sähköverkon riskejä erilaisten riskinhallintamenetelmien avulla.



Mikäli luotettavaa dataa sähköasemien komponenttien vikataajuuksien kasvusta ajan funktiona ei ole saatavilla, tarkkoja riskianalyyskejä ei ole mahdollista tehdä. Komponenttien vikataajuuden luotettavuus vaikuttaa myös sähköasemien kunnossapidon toimintamalleihin. Mikäli vikataajuus on suuri, riskialttiit komponentit voidaan vaihtaa hyvissä ajoin, vaikka niillä olisi nykykäyttöarvoa jäljellä.

### Työn tavoitteet

Työn aluksi selvitettiin jokaista lähtökohtaa tutkimalla millaista aineistoa potentiaalisen tavoitteen saavuttamiseksi on saatavilla. Aineiston saatavuuden selvityksen jälkeen päätettiin mistä aiheesta saataisiin eniten hyötyä. Työlle asetettiin kaksi päätavoitetta:

- Standardin ISO 55001 hyötyjen tutkiminen. Tavoitteena on selvittää mitkä ovat standardin olennaisimmat kohdat keskikokoiselle sähköverkkoyhtiölle ja kuinka niitä voidaan toteuttaa käytännössä.
- Sähköasemien omaisuudenhallinnan toimintamalli. Tavoitteena on saada sähköasemien omaisuudenhallintaan toimintamalli, jonka perusteella kunnossapito- ja investointipäätöksiä voidaan tehdä tehokkaasti.

Tavoitteiden saavuttamiseen käytettiin seuraavia keinoja:

- standardin systemaattinen läpikäynti
- omaisuudenhallinnasta tehtyihin tutkimuksiin perehtyminen
- systemaattisen omaisuudenhallinnan hyötyjen selvittäminen muiden yhtiöiden kokemusten perusteella
- riskien analysoinnin tekniikoiden selvittäminen
- komponenttien luotettavuustilastojen analysointi
- regulaation vaikutuksen tutkiminen
- nykyisten toimintatapojen selvittäminen
- kehitysideoiden luominen yhdessä LE-Sähköverkon henkilökunnan kanssa.

## 2 Omaisuudenhallinta

### 2.1 Omaisuudenhallinnan käsitteitä

Omaisuudenhallinta on olennaista yhtiöille, joilla on paljon omaisuuteen sidottua pääomaa. Sen tärkeimmät päämäärät ovat toiminnan tehostaminen, kustannusten alentaminen sekä tuoton lisääminen omistajalle. Organisaation toimintaympäristö, viranomaisvaatimukset sekä sidosryhmien tarpeet tulee huomioida omaisuudenhallinnan käytäntöjen luomisessa. Sähkönjakeluyhtiöillä on useita sidosryhmiä, joita omaisuuden hallinta koskettaa. Kolmen sidosryhmän näkökulmat ovat esitetty kuvassa 2.1.

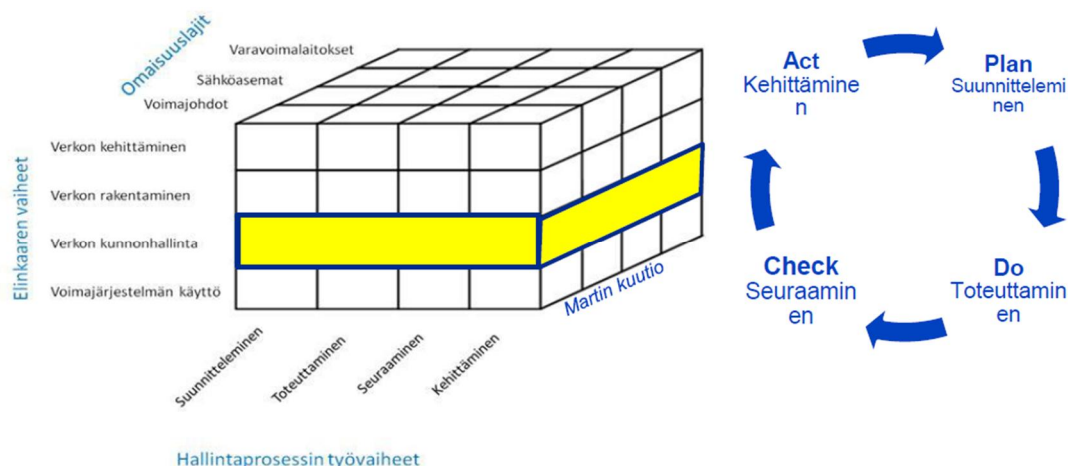


Kuva 2.1. Sähkönjakeluyhtiön omaisuudenhallinnan näkökulmat yhteiskunnan, omistajan ja asiakkaan kannalta. (Palola)

Omaisuudenhallinta perustuu seuraaviin peruseriaatteisiin:

- Arvo: Omaisuuden tarkoitus on tuottaa lisäarvoa organisaatiolle ja sen sidosryhmille.
- Yhdenmukaisuus: Omaisuudenhallinta muuttaa organisaation tavoitteet tekniseksi ja taloudelliseksi päätöksiksi, suunnitelmiksi ja toiminnoiksi.
- Johtajuus: Johtajuus ja työpaikan kulttuuri ovat ratkaisevia tekijöitä arvon hyödyntämisen kannalta.
- Varmuus: Omaisuudenhallinta takaa, että omaisuus täyttää siltä vaaditut tavoitteet. (SFS-ISO 55000, s.12)

Sähkön jakelu- ja siirtoverkot ovat monopolitoimintaa ja niitä hoitavien yhtiöiden toimintaa ja tuottoa säädellään regulaation kautta. Pelkkä tuoton suuruus ei kuitenkaan kerro kaikkea yhtiön tehokkuudesta. Omaisuudenhallinnan työkaluilla yrityksen omistajat näkevät selkeästi, että toiminta on koordinoitua ja tehokasta. Omaisuudenhallinnan periaatteet voidaan jakaa neljään osaan: suunnittelu, toteuttaminen, seuraaminen ja kehittäminen. Kuvassa 2.2 periaatteet ovat esitetty kuution avulla.



Kuva 2.2. Sähköverkkoyhtiön omaisuuslajien hallinta elinkaaren eri vaiheissa. (Verkkotoimikunta 22–23.9, s.47)

## 2.2 Omaisuudenhallinnan hyödyt

Kuten kaikessa liiketoiminnassa, omaisuudenhallinnan hyötyjen täytyy kattaa siihen käytettyjen resurssien kustannukset. Hyödyt ovat muutakin kuin taloudellisia, sillä huonosti hoidettu omaisuudenhallinta sähköverkkoyhtiössä voi johtaa esimerkiksi vaaratilanteisiin ja henkilövahinkoihin. Virheellisesti toimivan katkaisijan tai erottimen tilatiedot saattavat asettaa työkohteeseen saapuvat asentajat vaaraan. Koska sähköverkkoyhtiön liiketoiminta on säänneltyä, täytyy tutkia kuinka omaisuudenhallintaan käytetyt resurssit vaikuttavat regulaation kautta tuottoon.

Omaisuudenhallinnasta voidaan saada sähköverkkoyhtiölle seuraavanlaisia hyötyjä:

- Taloudellisuus: hyvin toteutettu omaisuudenhallinta lisää organisaation hallinnon tehokkuutta ja parantaa verkon luotettavuutta pienentäen keskeytyksistä aiheutuvia kustannuksia.
- Verkko-omaisuuden sijoituspäätökset: kustannusten, riskien ja mahdollisuuksien tasapainottaminen helpottuu.
- Riskien hallinta: sähköverkon komponenttien riskien analysointi parantuu. Verkon osuuksien riskeistä saadaan kokonaiskuva.
- Käyttövarmuus: kun verkon komponentit vaihdetaan tai huolletaan oikeaan aikaan, vikaantumisen riski pienenee. Oikean komponentin tilaaminen helpottuu.
- Yhteiskuntavastuullisuus: organisaation kyky käyttää omaisuuttaan optimaalisesti vähentää luonnonvarojen turhaa kuormittamista.
- Vaatimustenmukaisuus: läpinäkyvästi toteutettu erilaisten vaatimusten noudattaminen mahdollistaa omaisuudenhallinnan standardisoinnin.
- Maine: järjestelmällisyys ja systemaattisuus organisaatiossa parantavat asiakkaiden ja sidosryhmien luottamusta. (SFS-ISO 55000, s.10)

## 2.3 Standardivaihtoehdot

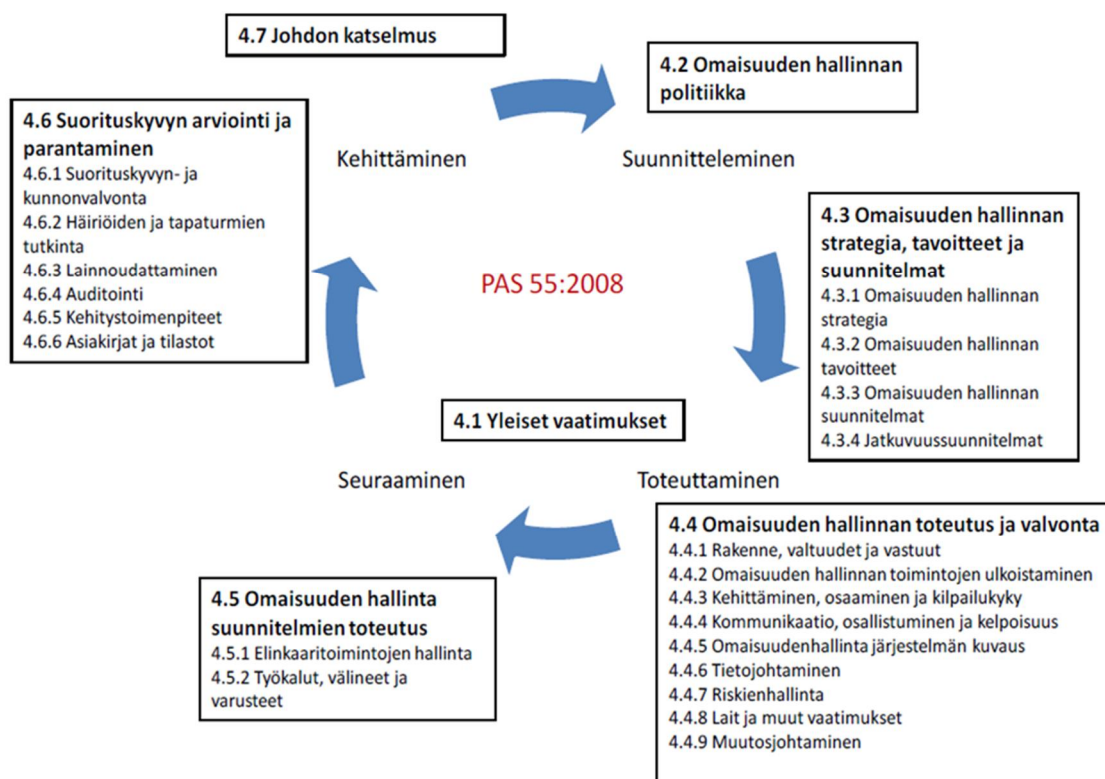
PAS 55

Potentiaaliset omaisuudenhallinnan standardit LE-sähköverkolle ovat Publicly Available Specification 55 (PAS 55) sekä SFS-ISO 55000. PAS 55 on sekä omaisuuden hallinnan johtamisjärjestelmä että omaisuuden hallinnan prosessin laatujohtamisjärjestelmä. Se soveltuu organisaatiolle, jolle fyysisen omaisuuden merkitys tavoitteiden saavuttamiseksi on merkittävä. PAS 55 on laadittu yleiselle tasolle ja sen soveltaminen vaatii tulkintaa. Standardi kertoo laadukkaan ja kustannustehokkaan omaisuudenhallinnan rakenteen ja sisällön, mutta ei ota kantaa toteutukseen. ISO 55000 pohjautuu pitkälti PAS 55:een. (Verkkotoimikunta 22–23.9 s.42)

Kuvissa 2.3 ja 2.4 on esitetty PAS 55:n laajuus, rakenne sekä sisältö.



Kuva 2.3. PAS 55 mukainen fyysisen omaisuuden määrittely ja laajuus Fingridissä. (Verkkotoimikunta 22–23.9, s.43)



Kuva 2.4. PAS 55 rakenne ja sisältö. (Maasalo diplomityö, s.23)

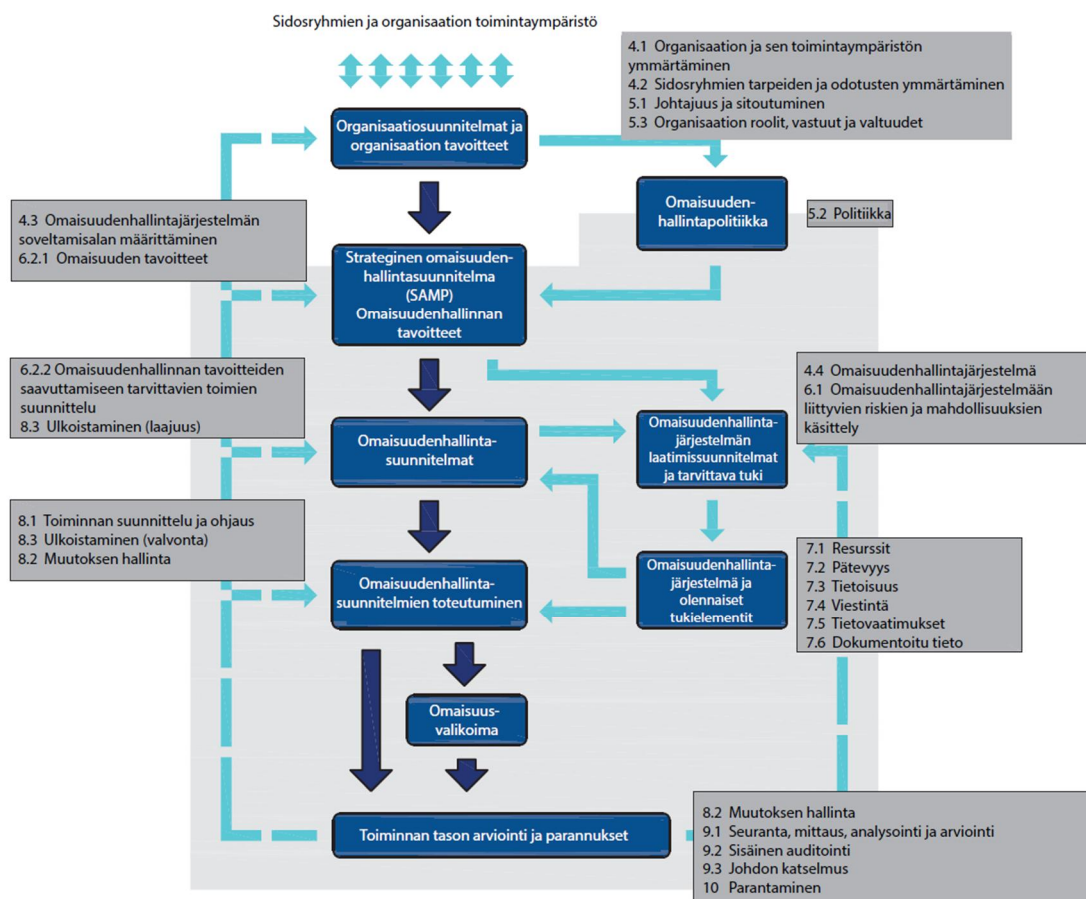
## ISO 55001

Standardista ISO 55001 on aikomus perustaa kansallinen seurantaryhmä Suomen standardoimisliiton vetämänä vuoden 2016 aikana. Ryhmän tarkoituksena on paitsi kehittää standardia, mutta myös jakaa kokemuksia miten standardin eri kohtia on sovellettu yhtiöissä (*Maasalo, keskustelut*). LE-Sähköverkolle olisi luonnollista jättää PAS 55 välistä ja siirtyä suoraan standardiin ISO 55001.

Kuten PAS 55, ISO 55001 antaa rakenteen tehokkaalle omaisuuden hallinnalle, mutta käytännön toteutuksessa on paljon tulkinnan varaa. ISO 55001 voidaan jakaa tiivistetysti seuraaviin peruspilareihin:

- Organisaation toimintaympäristö. Organisaation on ymmärrettävä toimintaympäristönsä ja sidosryhmien tarpeet sekä vaatimukset omaisuudenhallinnan kannalta.
- Johtajuus. Ylimmän johdon on osoitettava johtavansa omaisuudenhallintajärjestelmää ja olevansa sitoutunut siihen. Omaisuudenhallintapolitiikan täytyy soveltua organisaation toiminta-ajatukseen ja oltava yhdenmukainen organisaatiosuunnitelman kanssa.
- Suunnittelu. Suunnittelussa organisaation on käsiteltävä omaisuudenhallintajärjestelmän riskit ja mahdollisuudet. Omaisuudenhallinnalle on asetettava tavoitteet ja niiden toteutuminen täytyy suunnitella ennalta.
- Tukitoiminnot. Organisaation on varattava tarvittavat resurssit omaisuudenhallintajärjestelmän luomiseen, toteuttamiseen, ylläpitoon ja jatkuvaan parantamiseen. Standardi määrittää myös vaatimuksia henkilökunnan pätevyyteen, tietoisuuteen, viestintään, tietovaatimuksiin sekä dokumentointiin.
- Toiminta. Organisaation on suunniteltava ja toteutettava prosessit, joita tarvitaan standardin vaatimusten täyttämiseen. Organisaation muutokset, joilla voi olla vaikutus omaisuudenhallinnan tavoitteiden saavuttamiseen, on arvioitava ennen kuin muutos toteutetaan.
- Suorituskyvyn arviointi. Organisaation on määritettävä mitä ja milloin täytyy seurata, mitata ja analysoida. Lisäksi on tehtävä sisäisiä auditointeja suunnitelluin aikavälein. Ylimmän johdon on katselmoitava omaisuudenhallintajärjestelmää suunnitelluin aikavälein varmistaakseen, että se on edelleen soveltuva, asianmukainen ja vaikuttava.
- Parantaminen. Järjestelmän poikkeamat on arvioitava ja niihin on reagoitava tarpeen mukaan. Tehdyt toimenpiteet tulee dokumentoida. Organisaation on luotava prosessit, joilla tunnistetaan hyvissä ajoin mahdolliset omaisuuden toiminnan tason häiriöt. Lisäksi organisaation on jatkuvasti parannettava omaisuutensa hallinnan soveltuvuutta, riittävyyttä ja vaikuttavuutta. (*SFS-ISO 55001*)

Kuvassa 2.5 on esitetty ISO 55001 mukaisen omaisuudenhallintajärjestelmän keskeisten osien väliset suhteet. Kuvassa on esitetty vain tärkeimmät yhteydet ja sen tarkoitus on kuvata eri yhteyksiä ja vaikutussuuntia. Kuvan numeroinnit viittaavat standardin SFS-ISO 55001 kappaleisiin. Kaavion monimutkaisuuden vuoksi ISO 55001 perusperiaatteen ymmärtää paremmin kuvasta 2.4, jossa on esitetty PAS 55:n rakenne. Perusperiaatteet ovat molemmissa standardeissa yhtenevät.



Kuva 2.5. Omaisuudenhallintajärjestelmän yhteydet. (SFS-ISO 55002, liite B)

ISO 55001 on hyvin samantyyppinen kuin PAS 55, mutta se antaa organisaation päättää vapaammin toimintatavoista. Muita muutoksia ovat muun muassa organisaation ja omaisuudenhallinnan tavoitteiden yhteensovittaminen, sidosryhmäyhteistyön merkityksen korostaminen sekä mahdollisuuksien käsittely riskien lailla. ISO 55001 keskittyy myös enemmän aineettomaan omaisuuteen kuin fyysiseen. (Carrillo)

## 2.4 Standardoimisen hyödyt

Fingrid OYj

Optimaalisen omaisuudenhallinnan kehittäminen on aikaa vievä prosessi. Kantaverkkoyhtiö Fingrid aloitti tutustumisen standardiin PAS 55 vuonna 2006 ja sertifiointi tapahtui vasta vuonna 2010. Sertifikaatti vaati referenssien keräämistä ja vertaamista, henkilökunnan koulutusta, auditointia, kuiluanalyysin sekä lopullisen arvioinnin. Sertifikaatin saaminen edellytti kahden viikon tarkastuskierron, josta viikko oltiin toimitoissa ja viikko kentällä. Sertifikaatin hyväksynnän jälkeen on tehty tarkastuskäynnit vuosina 2011, 2012 ja 2014, sekä uudelleen sertifiointit vuosina 2013 ja 2016 (*Verkkotoimikunta* 22–23.9 s.44).

Fingrid löysi sertifiointiprosessin yhteydessä parannettavaa erityisesti riskien hallinnasta. Riskien keruumenetelmää parannettiin, riskirekisteristä tuli systemaattista ja sen käyttöä alettiin hyödyntää suunnittelussa. Muina havaintoina saatiin muun muassa

laadun varmistamisen kehittyminen, täydellisempi elinkaaren hallinta kaikille omaisuuslajeille sekä sidosryhmäviestinnän parantuminen. Sisäinen arviointi on muuttunut säännölliseksi ja ohjeistus ja päivittäinen tekeminen ovat linjassa keskenään. Prosessit ja toimintatavat ovat muuttuneet yhdenmukaisemmaksi. Sertifikaatti myös osittain pakottaa pyrkimykseen jatkuvasta kehitymisestä, riskien minimoinnista ja laadun varmistamisesta. Myös ulkoinen auditoija koettiin hyödylliseksi voimavaraksi. Ulkopuolinen näkee monesti puutteellisia asioita helpommin, sillä yhtiön työntekijät saattavat olla tottuneet niihin. (*Verkkotoimikunta 22–23.9, s.53, 54, 57*).

Omaisuudenhallinnan kehittäminen on ollut Fingridin paras kehityshanke. Suurimmat vaikutteet ovat tulleet riskien hallintaan, dokumentaatioon, sekä laadun ja osaamisen varmistamiseen. Standardin mukaisen toiminnan taloudellisia vaikutuksia on vaikea arvioida, sillä tapahtumatta jääneitä riskejä ei pystytä tietämään. Yleisesti ottaen suurin hyöty systemaattisesta toiminnasta on parantunut tieto organisaation hyvistä ja kehitettävistä kohteista. Standardi ei ota paljon kantaa käytännön toteuttamiseen, vaan se on enemmän johtamisen toimintamalli. (*Maasalo & Stenstrand, keskustelut*)

Käytännössä standardin mukainen toiminta on paljastanut puutteita esimerkiksi aliurakoitsijoiden osaamisessa. Kunnossapidon asentajat eivät hallinneetkaan niitä tehtäviä, joita heidän oletettiin osaavan. Sähköasemien kunnossapidossa havaittiin, että mahdollisia laatupoikkeamia ei ole kirjattu ylös. Työt eivät aina suju suunnitelmien mukaan, joten asentajat saattavat tehdä omia ratkaisuja työn loppuun saattamiseksi.

## Elenia

Elenia on Suomen suurimpia jakeluverkkoyhtiöitä, jolla on käytössä 125 kappaletta 110 kV sähköasemia, joka on noin 10 kertaa enemmän kuin LE-Sähköverkolla. Vaikka suurin osa Elenian sähköasemista ja siirtoverkosta on maaseudulla, omaisuudenhallinnan merkitys on heille huomattavasti kriittisempi kuin LE-Sähköverkolle. Elenialla on tällä hetkellä voimassa sekä PAS 55 että ISO 55001. He aloittivat standardiin PAS 55 siirtymisen pala kerrallaan, mutta koko järjestelmä olisi ollut mahdollista ottaa käyttöön kerralla. Suurimmat hyödyt systemaattisesta omaisuudenhallinnasta ja standardoinnista yhtiölle ovat olleet seuraavat:

- Asioiden järjestelmällinen ja systemaattinen toteuttaminen on parantunut.
- Dokumentaatio on kehittynyt.
- Yhtiön kaikista riskeistä on saatu koottua hyvä kokonaiskuva. Riskien kartoitustimetodit ovat parantuneet.
- Kehityskohteiden tunnistaminen ja tavoitteiden määrittäminen on helpottunut.
- Kestävän kehityksen mukainen toiminta on parantunut.
- Systemaattinen toiminta on parantanut yrityksen mielikuvaa sidosryhmien silmissä. Tämä voi vaikuttaa esimerkiksi vakuutusmaksujen suuruuteen. (*Carrillo*)

### 3 Riskien hallinta

#### 3.1 Riski

Riski tarkoittaa, että johonkin tavoittelemisen arvoiseen asiaan liittyy myös mahdollisuus negatiivisesta lopputuloksesta. Riskin suuruuden määräävät epätoivotun tapahtuman todennäköisyys ja tästä aiheutuvien tappioiden suuruus. Riskianalyysi on prosessi, joka kuvaa ja rajaa mahdollisia tappioita ja välittää tietoa mahdollisten tappioiden olemassaolosta, laadusta, suuruudesta, yleisyydestä, syistä ja epävarmuuksista. Riskianalyysin osa-alueet ovat riskien arviointi, riskien hallinta sekä riskiviestintä. Riskiviestintä on analyysissä ratkaisevan tärkeää. Tiedot potentiaalisista riskeistä täytyy saada päätöksentekijöiden, sidosryhmien ja sähköasentajien tietoisuuteen. Riskit voidaan jakaa kvantitatiivisiin (matemaattinen ilmaisu) ja kvalitatiivisiin (sanallinen ilmaisu). (Salo)

Jokaisella verkon komponentilla on riski vioittua tai toimia väärin ja komponentin ikääntyessä toimintahäiriön mahdollisuus kasvaa. Jakeluverkkoyhtiön tulee punnita komponenttien huollon ja uusimisen kustannuksia suhteessa riskin suuruuteen. Erityisesti täytyy tutkia miten omaisuudenhallinnan toimenpiteet vaikuttavat regulaation kautta tuottoon (Lehtonen Matti). Yksinkertainen tapa arvioida riskin kustannusta on ottaa tulo riskin todennäköisyydestä sekä aiheutuvan tappion suuruudesta. Todennäköisyys saadaan komponenttien vikataajuuden kautta seuraavasti:

$$\lambda = \frac{k}{d} \quad (3.1)$$

missä	$\lambda$	vikataajuuden klassinen estimaatti
	$k$	havaittujen vikojen lukumäärä tutkittuna aikana
	$d$	laitevuosien lukumäärä

Taulukosta 3.1 nähdään, että eräiden paineilmakatkaisijoiden vikataajuuden estimaatti on 0,0159. Tämä tarkoittaa, että vuoden käyttöä kohti tulee keskimäärin 0,0159 tilannetta, jolloin katkaisija ei laukaise. Jos tämä toimintahäiriö aiheuttaa yhtiölle 100 000 euron KAH-kustannukset, saadaan riskin kustannukseksi 1590 euroa vuodessa. Jos uusi katkaisija maksaisi töineen 5000 euroa ja pienentäisi riskin kustannusta 1000 eurolla vuodessa, hankinta olisi hyvin perusteltavissa.



Taulukko 3.1. Esimerkkejä katkaisijoiden vikataajuuksista. (Haarla)

Detection of failure	RS failure rate ID	Device	Failure	Class (All, minimum oil, pressure air, SF6)	Device years during 10 years	Failures detected during 10 years	Classical estimate, faults / device years
Test	CB TRIP	Circuit breaker	does not trip	All classes	1412	9	6.37E-03
Test	CB TRIP	Circuit breaker	does not trip	PA (pressure air, paineilma)	377	6	1.59E-02
Test	CB TRIP	Circuit breaker	does not trip	MO (minimum oil, vähäöljy)	507.9	2	3.94E-03
Test	CB TRIP	Circuit breaker	does not trip	SF6 (gas, kaasua, SF6)	527.2	1	1.90E-03

### 3.2 Riskien hallinnan tekniikoita

#### Riskimatriisi

Riskimatriisissa vaaraskenaariot positoidaan todennäköisyyksien ja seuraamusten suhteen. Vaarojen tärkeysaste luokitellaan esimerkiksi neljällä erilaisella portaalla; High, Intermediate, Low ja Trivial. Riskienhallintatoimenpiteet suunnataan yleensä lähinnä tärkeimpiin riskikohteisiin. (Salo)

Taulukossa 3.2 on esitetty esimerkki riskimatriisin vaarallisuusluokituksista. Usein tapahtuvien vaaraskenaarioiden tärkeysaste voi olla matalampi kuin harvinaisten, mikäli niiden seuraukset ovat merkittävästi pienemmät.

Taulukko 3.2. Riskimatriisi.

Frequency of Occurrence	Frequency (per Year)	Severity of Consequence			
		Catastrophic	Critical	Marginal	Negligible
Frequent	>1	H	H	H	I
Probable	1–10 <sup>-1</sup>	H	H	I	L
Occasional	10 <sup>-1</sup> –10 <sup>-2</sup>	H	H	L	L
Remote	10 <sup>-2</sup> –10 <sup>-4</sup>	H	H	L	L
Improbable	10 <sup>-4</sup> –10 <sup>-6</sup>	H	I	L	T
Incredible	<10 <sup>-6</sup>	I	I	T	T

#### Vika- ja vaikutusanalyysi

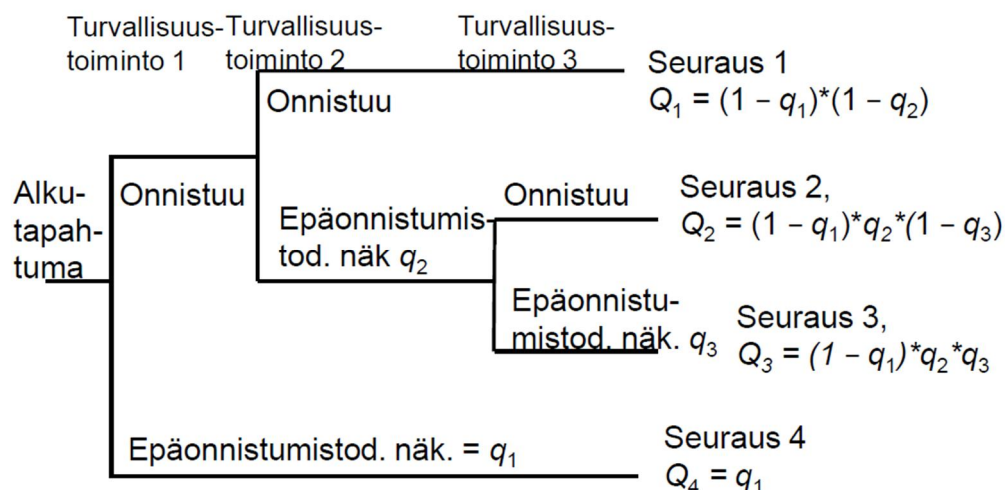
VVA on järjestelmällinen tapa tehdä vikaantumisanalyysi. Sen peruskysymyksiä ovat:

- Miten kukin osa voi vikaantua?
- Mitkä mekanismit voivat tuottaa vikoja?

- Mitkä ovat seuraukset jos vika sattuu?
- Miten vika voidaan havaita?
- Mitä sisäänrakennettuja mekanismeja järjestelmässä on estämässä vikojen haittavaikutuksia? (Haarla)

### Tapahtumapuu

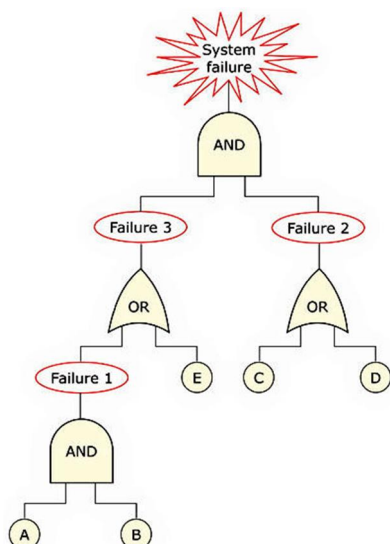
Tapahtumapuu on diagrammi, joka esittää onnettomuusketjun puun muodossa. Tapahtumapuu on käytännöllinen varsinkin monimutkaisissa järjestelmissä, joiden suojauksissa on alijärjestelmiä (Modarres s.64). Ydinvoimala on esimerkki tällaisesta järjestelmästä, mutta tapahtumapuuta voidaan soveltaa myös moniportaiseen relesuojaukseen. Kuvassa 3.1 on esitetty esimerkki turvallisuustoimintojen toiminnasta tapahtumapuun avulla. Jos turvallisuustoiminnot 1 ja 2 epäonnistuvat 10 prosentin todennäköisyydellä, seuraus 1 tapahtuu 81 prosentin todennäköisyydellä  $[(1-0,1)*(1-0,1)]$ .



Kuva 3.1. Esimerkki tapahtumapuusta. (Haarla)

### Vikapuu

Vikapuu on samantyyppinen kuin tapahtumapuu, mutta sitä esitetään logiikkaporttien avulla ja analysoidaan Boolean algebralla. Vikapuun avulla nähdään nopeasti järjestelmän riippuvuudet ja kriittiset kohteet. Kuvassa 3.2 on esitetty esimerkki yksinkertaisesta vikapuusta. Vikapuun mukaan järjestelmähäiriö syntyy mikäli esimerkiksi alkutapahtumat E ja C tapahtuvat. Vian 2 syntymiseen riittää C:n tai D:n tapahtuminen.



Kuva 3.2. Esimerkki vikapuusta.

Vikapuun muodostamisen jälkeen voidaan tunnistaa järjestelmän minimikatkosjoukko. Nimensä mukaisesti minimikatkosjoukko pienin joukko tapahtumia, jotka saavat aikaan huipputapahtuman. Tällä tavalla voidaan selvittää kuinka monen laitteen vikaantuminen voi aiheuttaa koko järjestelmän häiriön.

Vikapuussa AND-portin todennäköisyyden laskeminen on yksinkertaista, alkutapahtumien todennäköisyydet kerrotaan keskenään (kaava 3.2). OR-portin todennäköisyys lasketaan kaavan 3.3 mukaisesti.

$$T(AND) = A * B \quad (3.2)$$

$$T(OR) = (A + B) - (A * B) \quad (3.3)$$

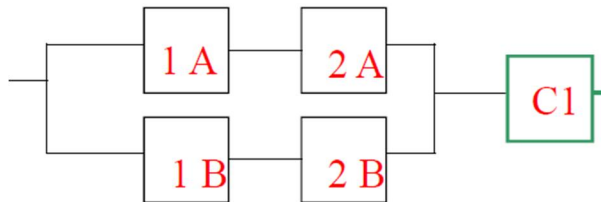
missä	$T(AND)$	vikaantumisen todennäköisyys AND-portissa
	$T(OR)$	vikaantumisen todennäköisyys OR-portissa
	$A$	alkutapahtuman A todennäköisyys
	$B$	alkutapahtuman B todennäköisyys

### 3.3 Riskien arvioinnin kulmakivet

Vika-analyysissä on tyypillisesti yksi tai useampi tapahtuma ja yksi huipputapahtuma. Analyysissä haetaan ne tapahtumat tai tapahtumayhdistelmät jotka johtavat huipputapahtumaan.

Riskianalyysissä on olennaista järjestelmän yhteiskomponenttien tunnistaminen ja vikatilastojen oikeanlainen käyttö. Jos analyysin datan tulkinta on virheellistä, kaikki seuraavat vaiheet ovat pelkästään haitallisia. Tilastoperusteinen riskien arviointi vaatii paljon tapahtumia, muuten ennusteesta tulee epätarkka (*Salö*). Jakeluverkon komponenttien vikaantumistodennäköisyyttä laskettaessa täytyy siis olla erittäin tarkkana sekä datan tulkinnan että datan soveltuvuuden suhteen.

Yhteisvika on tapahtuma, missä kaksi tai useampi komponenttia vikaantuu yhteisestä syystä. Kuvassa 3.3 on esitetty esimerkki sähköaseman kahdennetusta viestiyhteydestä A ja B. Jos molemmat yhteydet käyttävät palvelinta C1, palvelimen rikkoutuminen johtaa viestiyhteyden katkeamiseen. Koska järjestelmän kahdennetun osuuden molempien yhteyksien vikaantuminen on erittäin epätodennäköistä, palvelin C1 määrää yhteyden luotettavuuden.

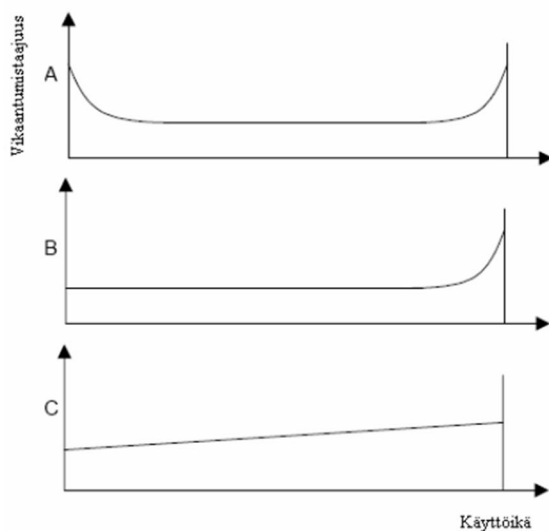


Kuva 3.3. Esimerkki yhteiskomponentista. (Haarla)

## 4 Komponenttien luotettavuus

### 4.1 Vikaantumistaajuuden arviointi

Ikääntymisen vaikutusta sähköasemien komponentteihin on vaikeaa tutkia, sillä saatavilla oleva data on monesti liian suppeaa, erityyppisillä komponenteilla suoritettu tai sitä on kerätty erilaisissa olosuhteissa. Tyypillisesti sähköaseman komponenttien vikaantumistaajuus on niin sanottu kylpyammekäyrä, kuten kuvan 4.1 ylin kuvaaja esittää.



Kuva 4.1. Vikaantumistaajuuksia ajan funktiona. (Haveri s.67)

Komponentin asennuksen jälkeen on olemassa riski mahdollisista asennus- tai valmistusvirheistä. Elinkaaren loppupuolella vikaantumisen riski kasvaa ikääntymisestä johtuvista syistä, kuten kosteuden ja kuumuuden vaikutuksesta eristeisiin. Sähköverkon komponenttien osalta tekniikan modernisoituminen ei välttämättä vähennä vikojen määrää. Vikaantumisen riski on suuri varsinkin heti käyttöönoton jälkeen, sillä uudet laitteet ovat monimutkaisempia kuin vanhaan tekniikkaan perustuvat. Esimerkiksi releiden laaja konfiguroitavuus voi aiheuttaa virheellisiä asetteluita. (Rautiainen)

### 4.2 Vikataajuustilastot

Mikko Piironen

Komponenttien vikataajuutta on tutkittu laajalti tekniikan alalla ja myös sähköverkkojen tutkimuksen puolelta löytyy materiaalia sähköasemien komponenttien analysoimiseen. Mikko Piironen tutki diplomityössään muun muassa muuntajien ja releiden vikataajuuksia. Piironen päätyi työssään seuraaviin johtopäätöksiin komponenttien vikataajuuksista:

- Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n vikataajuus 20 kV ja 110 kV releillä oli 0,23 % vuosina 1997–2014 tehtyjen koestusten perusteella. Vikataajuus laskettiin jakamalla vikojen määrä koestuksien määrällä. Koestuksia tehtiin yhteensä 1280 kappaletta. Tutkintajakson aikana tapahtui 3 vikaa ja 28 muuta havaintoa.

Kaikki muut havainnot olivat tiedonsiirron välittymisen ongelmia käytönvalvontaan.

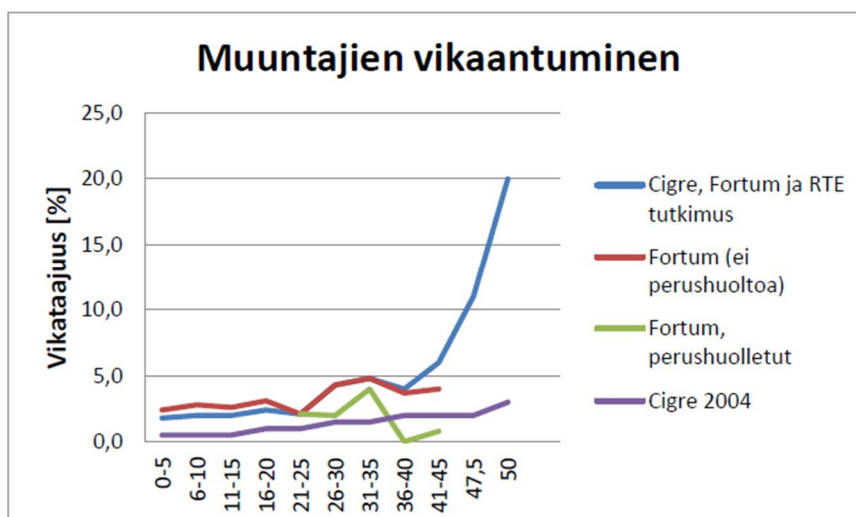
- Helen Sähköverkko Oy:n releiden vakavien vikojen vikataajuus oli vuosina 1996–2014 releillä 0,13 % vuodessa. Kaikkien vikojen vikataajuus oli 0,75 % vuodessa. Releitä verkolla oli vikatilastoinnin aikana noin 2000 kappaletta. Tutkintajakson aikana tehtiin 500 havaintoa, joista relevikoja oli 286 kappaletta. Vakavaksi viaksi laskettiin suojan toimimattomuus, virheellinen laukaisu ja laukaisu/mittauspiirien viat.
- Paperieristeen kunto on määräävin tekijä muuntajan teknisen eliniän pituuteen. Lämpötilalla on voimakas korrelaatio paperin hajoamiseen, mutta alle 80 asteessa lämpötilan merkitys ei ole enää niin suuri.

Piironen tutkimuksessa ei perehdytty juurikaan vikataajuuden kasvamiseen komponentin ikääntymisen vuoksi. Ikääntymisen vaikutuksen tutkimisen ongelmaksi todettiin vanhojen muuntajien pieni määrä, epätietoisuus muuntajille tehdyistä perushuolloista ja vanhojen muuntajien käyttöasteen pienentyminen. Lisäksi varsinkin muuntajien vikatiheyttä tutkittaessa pitää ottaa huomioon Suomen kylmät olosuhteet. Taulukosta 4.1 voidaan havaita öljyn lämpötilan merkitys eristyspaperin eliniässä.

Taulukko 4.1. Muuntajan eristyspaperin elinikä termisessä rasituksessa.

Öljy lämpötila, °C	Lämpökäsitelty eristyspaperi (Vuotta)	Tavallinen eristyspaperi (Vuotta)
40	110838	22918
60	6229	1291
80	485	101
90	151	31
100	50	10
110	17	3,6
140	1	0,2
180	0,04	0,01

Kuvassa 4.2 on esitetty vikataajuuden kasvu iän suhteen. Piironen yhdisti kuvaajassa Jussi Palolan väitöskirjan tutkimukset sekä Cigren työryhmän vuonna 2004 julkaistut tutkimukset.

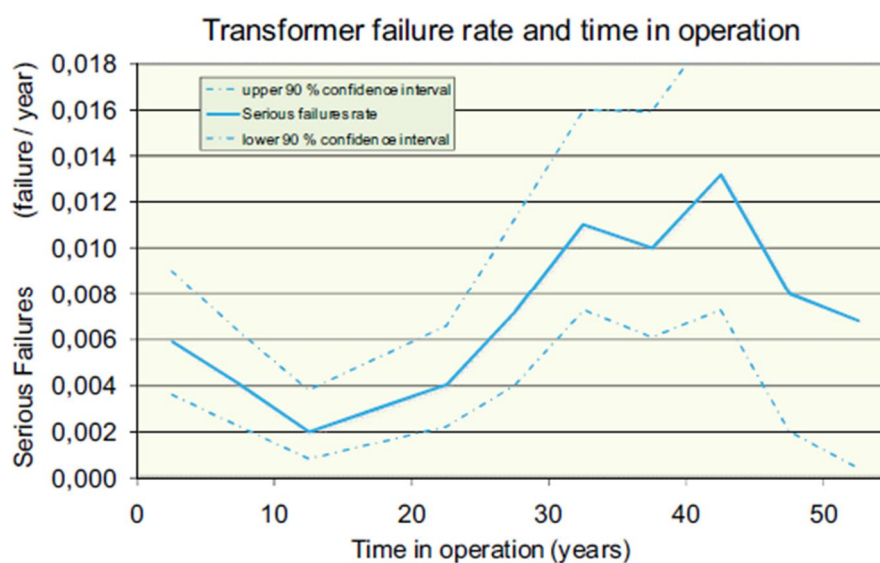


Kuva 4.2. Muuntajan iän vaikutus vikataajuuteen.

### Jussi Palola

Jussi Palola tutki väitöskirjassaan Dynamic Scenario Modelling in Electricity Distribution System Asset Management laajalti omaisuudenhallintaa erityisesti päämuuntajien osalta. Palola kiinnitti huomiota muuntajien vikataajuuden tutkimisen monimutkaisuuteen. Monet sähköyhtiöt käyttävät esimerkiksi vanhoja muuntajia varamuuntajina, jolloin niiden vuosittainen käyttöaika jää lyhyeksi. Vian määritelmä on lisäksi laaja, varsinkin kun tutkimuksen kohteena on ulkomainen yhtiö, jonka toimintatavat eivät ole tiedossa.

Ranskan siirtoverkkoyhtiö RTE julkaisi tutkimustuloksia muuntajien vikatiheydestä vuonna 2008. Kuvassa 4.3 on esitetty kriittisten vikojen kasvu muuntajan iän kasvaessa. Kriittisellä vialla tarkoitetaan vikaa, joka aiheutti vähintään kahdeksan päivän keskeytyksen muuntajan toimintaan.



Kuva 4.3. RTE:n vuosittainen kriittisten vikojen vikatiheys suhteessa muuntajien ikään.

## Entso-E

Entso-E kerää vuosittain tietoa käyttöhäiriöön johtavista vioista sekä siirto- että jakelu-verkkoyhtiöiltä. Taulukoista 4.2 ja 4.3 voidaan nähdä, että vikojen määrä sataa laitetta kohti vuosina 2005–2014 oli katkaisijoilla 0,26 ja ohjauslaitteilla 1,29. Ohjauslaitteiden vikatilastoissa tulee huomioida inhimillisten erheiden suuri osuus, joita ovat esimerkiksi väärät releasettelut. Nämä erheet ovat tilastoitu kohdan Operation and maintenance alle.

Ohjauslaitteilla on siis tilastojen mukaan huomattavasti suurempi vikataajuus kuin itse katkaisijalla. Tämän vuoksi sähköasemien investointeja suunnitellessa tulisi panostaa erityisesti ohjauslaitteiden toimivuuteen. Vanhojen releiden uusiminen ei välttämättä paranna luotettavuutta, sillä uusissa monimutkaisissa releissä on suuri riski inhimillisiin erheisiin.

Taulukko 4.2. 100-150 kV katkaisijoiden vikatiheyksiä Pohjoismaissa sekä Baltiassa. (*Ensto-E: Nordic and Baltic grid disturbance statistics 2014, s.56*)

Country	Number of devices	Number of faults	Number of faults per 100 devices		Lightning	Other environmental causes	External influence	Operation and maintenance	Technical equipment	Other	Unknown
	2014	2014	2014	2005–2014	Faults divided by cause (%) during the period 2005–2014						
Denmark	509	3	0.59	0.35	0.0	0.0	0.0	38.5	53.8	3.8	3.8
Finland	2395	7	0.29	0.16	5.9	2.9	2.9	35.3	23.5	5.9	23.5
Iceland	176	0	0.00	0.70	0.0	10.0	10.0	20.0	60.0	0.0	10.0
Norway	2058	9	0.44	0.28	8.5	0.0	0.0	59.3	23.7	6.8	0.0
Sweden	1965	11	0.56	0.28	29.4	2.0	5.9	29.4	31.4	0.0	3.9
Faults divided by cause (%) during year 2014											
Estonia	555	6	1.08	-	0.0	0.0	0.0	16.7	83.3	0.0	0.0
Latvia	606	3	0.50	-	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Lithuania	720	2	0.28	-	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	0.0	0.0
Total	7103	30	0.42	0.26	12.2	1.7	2.8	41.1	32.2	3.9	6.7

Taulukko 4.3. 100-150 kV ohjauslaitteiden vikatiheyksiä Pohjoismaissa sekä Baltiassa (*Ensto-E: Nordic and Baltic grid disturbance statistics 2014, s.60*).

Country	Number of devices	Number of faults	Number of faults per 100 devices		Lightning	Other environmental causes	External influence	Operation and maintenance	Technical equipment	Other	Unknown
	2014	2014	2014	2005–2014	Faults divided by cause (%) during the period 2005–2014						
Denmark	509	10	1.96	1.33	6.1	7.1	2.0	40.8	26.5	8.2	9.2
Finland	2395	24	1.00	1.46	2.6	0.0	2.2	47.8	25.3	6.1	16.0
Iceland	176	3	1.70	4.01	0.0	0.0	0.0	21.1	68.4	1.8	3.5
Norway	2058	41	1.99	1.68	2.0	3.7	0.6	36.3	30.8	9.8	16.7
Sweden	1965	3	0.15	0.38	6.1	0.0	0.0	48.5	30.3	6.1	10.6
Faults divided by cause (%) during year 2014											
Estonia	543	20	3.68	-	0.0	0.0	0.0	35.0	50.0	0.0	15.0
Latvia	606	14	2.31	-	0.0	0.0	0.0	50.0	35.7	14.3	0.0
Lithuania	720	20	2.78	-	0.0	0.0	45.0	45.0	0.0	0.0	10.0
Total	7103	81	1.14	1.29	2.8	2.3	1.3	40.8	30.8	7.5	14.3



## Fingrid

Kantaverkkoyhtiö Fingridillä on hyvä mahdollisuus kerätä tilastoa sähköasemien komponenttien luotettavuudesta, sillä heillä on moninkertainen määrä suurjännitteisiä sähköasemia perinteiseen jakeluverkkoyhtiöön verrattuna. Fingridin luovuttamia vikatilastoja ei voida kuitenkaan esittää tässä diplomityössä työn julkisuuden vuoksi.

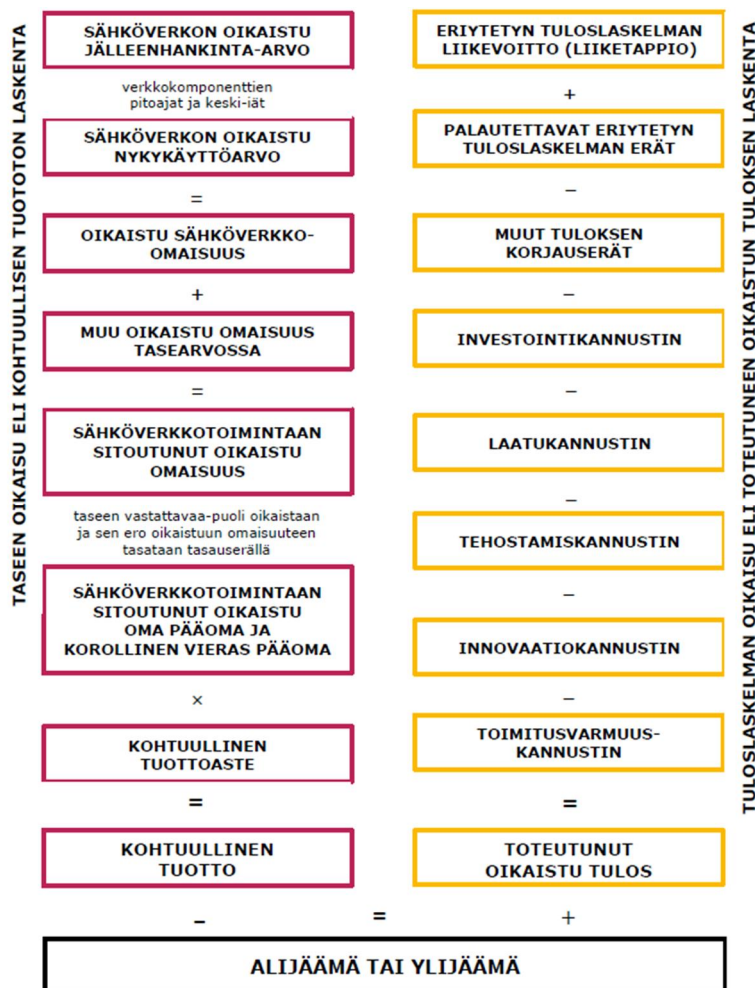
Yhtiö on lajitellut viat laitetypin mukaan major- ja minor-kategorioihin. Major-tyyppisten vikojen taajuus on lähellä Entson antamia vikatilastoja Suomesta. Major-viat tarkoittanevat samaa kuin Helenin vakavat viat, eli suojan toimimattomuus, virheellinen laukaisu ja laukaisu/mittauspiirien viat. Laitetyyppien välillä on suuria eroja vikatiheydessä. Pienemmillään vikataajuus katkaisijoissa saattaa olla 0,00249 (0,249 vikaa sataa laitetta kohden), ja suurimmillaan 0,00426. Äskeisessä vertailussa on huomioitu vain laitetypit, jotka ovat olleet käytössä riittävän pitkään.

Fingridin vikatilastot eivät ole suoraan käytettävissä vaan vaativat tarkempaa tutkimusta yhteistyössä Fingridin kanssa. Tilastoissa komponentit on lyhennetty kolmella kirjaimella, joten mallin tarkka nimi tai jännitetaso ei ole tiedossa. Myöskään komponenttien asennusvuodesta ei ole tietoa. 80-luvulla asennettuihin katkaisijoihin on voinut tulla muutoksia ajan saatossa, mutta mallin nimi ei ole saattanut muuttua. Vanhojen komponenttien vikatilastot eivät siis ole täysin vertailukelpoisia uusimpiin malleihin. Lisäksi tiedossa ei ole komponenttiryhmän keski-ikää, joten katkaisijamallien keskenään vertailu on hankalaa. Toinen ryhmä saattaa olla usean vuosikymmenen uudempi.

## 5 Regulaatio

### Periaatteet

Sähköverkkoyhtiöiden toiminta on viranomaisten valvomaan monopolitoimintaa, jonka toiminnasta voidaan saada vain kohtuullista tuottoa. Kohtuullinen tuotto sekä vuotuisen ali- tai ylijäämän määrittely on kuvan 5.1 mukaisesti. Saatuja ylisuuria tuottoja täytyy kompensoida seuraavan valvontajakson aikana.



Kuva 5.1. Valvontajaksojen 2016–2019 ja 2020–2023 valvontamenetelmät. (Energiavirasto s.6)

Investointikannustimen tarkoituksena on kannustaa verkkonhaltijaa tekemään investointinsa keskimäärin kustannustehokkaasti sekä mahdollistaa korvausinvestointien tekemisen. Investointikannustin muodostuu yksikköhintojen muodostamasta kannustinvaiikutuksesta sekä oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettavasta tasapoistosta. (Energiavirasto s.64)

Laatukannustimen tarkoituksena on kannustaa verkkonhaltijaa kehittämään sähkönsiirron ja -jakelun laatua. Verkonhaltijaa kannustetaan saavuttamaan vähintään sähkömarkkinalain edellyttämä toimitusvarmuustaso. Viraston tavoitteena on ohjata verkkonhaltijaa myös kehittämään sähkönsiirron ja -jakelun laatua oma-aloitteisesti lain edellyttämää vähimmäistasoa paremmaksi. (Energiavirasto s.66)

Tehostamiskannustimella kannustetaan verkonhaltijaa toimimaan kustannustehokkaasti. Verkonhaltijan toiminta on kustannustehokasta kun sen toimintaan käytetyt panokset, eli kustannukset, ovat mahdollisimman pienet suhteessa toiminnasta saatuun tuotokseen. (*Energiavirasto s.76*)

Innovaatiokannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa kehittämään ja käyttämään innovatiivisia teknisiä ja toiminnallisia ratkaisuja verkkotoiminnassaan. (*Energiavirasto s.93*)

Toimitusvarmuuskannustimella huomioidaan tasapuolisesti verkonhaltijoille sähkömarkkinalaissa (588/2013) toimitusvarmuudelle asetetut vaatimukset. Kannustimen tarkoituksena on mahdollistaa lain velvoittamien toimitusvarmuuskriteerien saavuttaminen lain antamassa määräajassa mahdollisimman kustannustehokkaasti saavutettuihin hyötyihin nähden. (*Energiavirasto s.94*)

### Laatukannustin

Taulukossa 5.1 on esitetty laatukannustimeen sisältyvän keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2005 hintatasolla. Vuoden 2015 hintatasoon päästään kertomalla hinnat indeksikertoimella 1,21. On huomioitava, että KAH-arvosta huomioidaan valvontamallissa vain 50 %. Lisäksi vaikuttavuus on rajattu +/- 10 % kohtuullisesta tuotosta. Lasketaan havainnollistava esimerkki:

*Edellisen valvontajakson vertailuarvo: 1 000 k€*

*Tarkasteltavan vuoden KAH-arvo: 500 k€*

*Tarkasteltavan vuoden vähennysoikeus:  $(1000 \text{ k€} - 500 \text{ k€}) * 0,5 = 250 \text{ k€}$*

**➔ Liikevoitosta (liiketappiosta) vähennetään siis 250 k€ (katso kuva 5.1). Tämä edellyttää, että kohtuullinen tuotto on vähintään 2500 k€.**

Taulukko 5.1. Keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2005 hintatasolla. (*Energiavirasto s.69*)

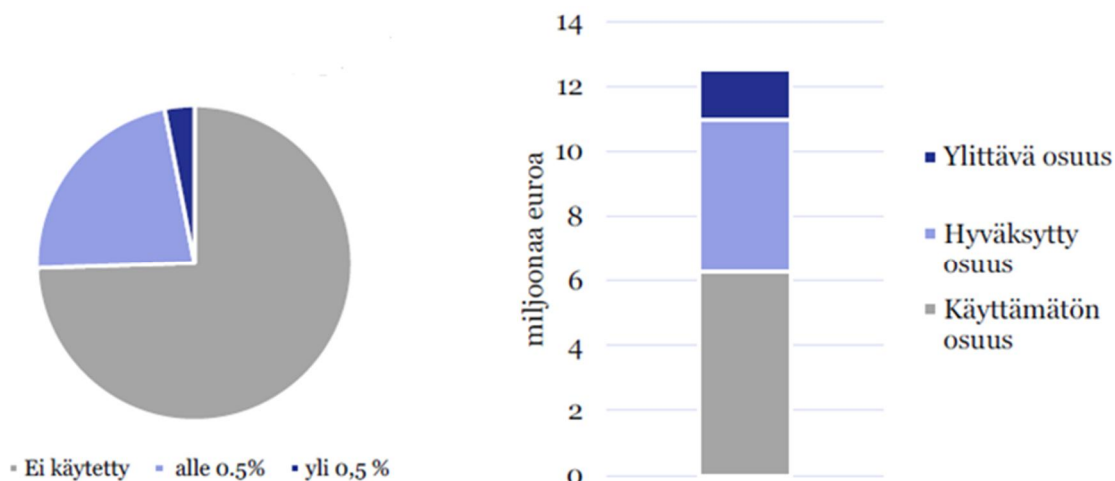
Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälkeen-kytkentä	Pikajälkeen-kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	$h_{AJK}$	$h_{PJK}$
€ / kWh	€ / kW	€ / kWh	€ / kW	€ / kW	€ / kW
<b>11,0</b>	<b>1,1</b>	<b>6,8</b>	<b>0,5</b>	<b>1,1</b>	<b>0,55</b>

### Innovaatiokannustin

Innovaatiokannustimen vaikutus lasketaan siten, että kohtuullisina tutkimus- ja kehityskustannuksina käsitellään enintään 1 %:a vastaava osuus verkonhaltijan valvonta-

jakson eriytettyjen tuloslaskelmien verkkotoiminnan liikevaihtojen summasta. (Energiavirasto s.94)

Kuvasta 5.2 selviää, että sähköverkkoyhtiöt jättävät käyttämättä huomattavan osuuden innovaatiokannustimen potentiaalista. Sähköverkkoyhtiöiden olisi syytä käyttää hyväkseen tätä kannustinta, mikäli hyviä kehityskohteita löytyy. Esimerkiksi opiskelijoiden opinnäytetoista aiheutuvat henkilöstökulut ovat tietyin ehdoin sisällytettävissä innovaatiokannustimeen (*Liite 1*).



Kuva 5.2. Sähköverkkoyhtiöiden innovaatiokannustimen t&k-osuuden käyttö yhtiöittäin sekä euromääräiset t&k-kustannukset ja käyttämätön 0,5 % osuus verkkotoiminnan liikevaihdosta vuonna 2012. (*Gaia Consulting s.18*)

## Pitoaika

Valvontamalli asettaa jokaiselle komponenttiryhmälle yksikköhinnan sekä pitoajan puitevälit. Pitoaika tarkoittaa aikaa komponentin hankkimisesta sen käytön päättämiseen. Pitoaika voidaan jakaa tekniseen, taloudelliseen ja teknistaloudelliseen.

Tekninen pitoaika tarkoittaa komponentin teknistä käyttöikää. Sitä ei voida ennustaa etukäteen, vaan se päättyy kun komponentti lakkaa toimimasta. Taloudellinen (kirjanpidollinen) pitoaika tarkoittaa lainsäädännön mukaan sitä aikaväliä, jona komponentin ennakoitua hyödyntävän kirjanpitovelvollisen tuloa. Teknistaloudellinen pitoaika on yleensä lyhempi kuin tekninen pitoaika, mutta pidempi kuin kirjanpidollinen pitoaika. Komponentteja ei yleensä pidetä käytössä arvioidun teknisen pitoajan loppuun asti tekniikan kehittymisen tai riskien kasvamisen vuoksi. (*Piironen s.45*)

Valvontamallissa pitoaikoja käytetään sähköverkko-omaisuuden oikaistun nykykäyttöarvon ja oikaistujen tasapoistojen laskentaan. Verkonhaltijan on valittava pitoaikavälien puitteissa verkkokomponenttinsa pito-ajat vastaamaan todellisia keskimääräisiä teknistaloudellisia pitoaikoja. Tällä tarkoitetaan aikaa, jonka verkkokomponentit ovat keskimäärin tosiasiallisessa käytössä ennen niiden korvaamista. (Energiavirasto s.26)

Sähköasemien kunnossapidossa voi tulla tilanteita, että yksittäisten komponenttien vaihtamisen sijaan kannattaa rakentaa kokonaan uusi asema. Tämä tarkoittaa yleensä myös toimivien komponenttien romuttamista, joilla on vielä nykykäyttöarvoa jäljellä. Tyypilliset Energiaviraston määrittelemät pitoajat ovat esitetty taulukossa 5.2.

Taulukko 5.2. Energiaviraston määrittämät pitoajat vuonna 2015. (*Verkon rakennetiedot*)

<b>Komponenttiryhmä</b>	<b>Pitoaika (v)</b>
110 kV muuntamot	45
110 kV muuntajaperustus ja liittynät	30
20/110 kV kaasueristeinen 1-kiskokojeisto	45
20/110 kV Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto	45
110 kV peruskentän suojaus- ja automaatio	25
110 kV lisäkentän suojaus- ja automaatio	25
20 kV peruskentän suojaus- ja automaatio	20
20 kV lisäkentän suojaus- ja automaatio	20
20 kV maasulun sammutuslaitteisto	45

## 6 Nykyiset toimintatavat

### 6.1 Yhtiön verkostostrategia

Omaisuuksenhallinnan tulisi tukea yhtiön tavoitteita varsinkin toimitusvarmuuden, riskitason ja yhteiskuntavastuun osalta. LE-Sähköverkko Oy:n verkostostrategian tavoitteet ovat:

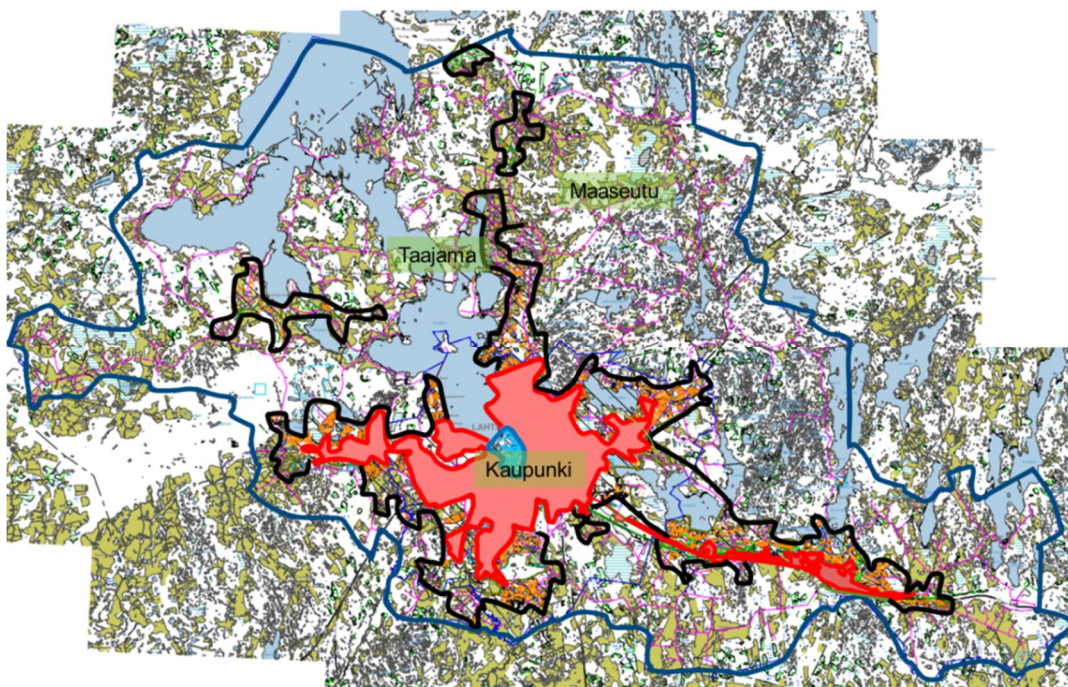
- Täyttää sähkön laadun ja toimitusvarmuuden viranomaisvaatimukset kohtuullisen pienellä riskillä sekä ET:n suunnitteluosuituksen kriteerit.
- Säilyttää ja edellisestä johtuen kasvattaa verkko-omaisuuden arvoa ja tuottoa.
- Tyydyttää sähkömarkkinoiden ja asiakkaiden verkolle asettamat kohtuulliset vaatimukset.
- Välttää ennenaikaisia investointeja, jotka nostavat hiilijalanjälkeä.
- Tukea konsernin hyvää imagoa.

Taulukossa 6.1 on esitetty strategian mukainen keskeytysten enimmäismäärä vuonna 2030. Tavoite sisältää periaatteen, että ohjearvon saa ylittää kerran kolmen vuoden valvontajakson aikana.

Taulukko 6.1. Sähkönkäyttäjän keskeytysten enimmäismäärä vuonna 2030.

	Kaupunki	Taajama	Maaseutu
Kokonaiskeskeytysaika	1 h/a	3 h/a	6 h/a
Lyhyiden keskeytysten (<3min) määrä	0 kpl/a	10 kpl/a	60 kpl/a

Kuvassa 6.1 jakeluverkko on jaettu kolmeen osaan. Vaaleansininen ja punainen rajausta tarkoittaa kaupunkia, musta rajausta taajamaa ja tumman sininen rajausta maaseutua. (Verkostostrategia)



Kuva 6.1. LE-Sähköverkko Oy:n jakeluverkon aluejako.



Systemaattinen omaisuudenhallinta tukee jokaista strategian viittä kohtaa, ja erityisesti kohtia B ja D. Huomioitavaa on, että tavoitteena on saada Villälteen ja Uudenkylän kaupunkialueiden lyhyet katkot nollaan kappaleeseen. Kyseiset alueet eivät ole 110 kV verkon osalta rengassyötössä, ja varsinkin Lahden kaupungin ja Uudenkylän välinen suurjänniteyhteys on tehnyt muutamia jälleenkytkentöjä viime vuosina.

## 6.2 Riskien hallinta LE-Sähköverkossa

LE-Sähköverkko on arvioinut liiketoiminnan riskejä usealta näkökannalta. Kriittisiksi riskeiksi on arvioitu muun muassa käytönvalvonta- ja suojausjärjestelmät, osaaminen ja resurssit sekä erilaiset ilmastolliset riskit (*Tavoitteet ja riippuvuudet*). Riskien vuosittainen odotusarvo on laskettu kertomalla riskin maksimivaikutus riskin todennäköisyydellä. Maksimivaikutus pystytään monesti laskemaan, mutta todennäköisyys on yleensä enemmänkin valistunut arvaus. Riskejä on arvioitu lähinnä ylemmällä tasolla laajaa kokonaisuutta ajatellen. Perusteellista kvantitatiivista riskianalyysiä ei ole tehty, jossa otettaisiin huomioon kaikki järjestelmän vikaantumiseen johtavat potentiaaliset komponentit.

Haasteellisten varasyöttötilanteiden osalta on tehty analyysi, jonka perusteella LES Oy:n verkko selviää hyvin yhden päämuuntajan vauriosta millä sähköasemalla tahansa. Päämuuntajan syöttöhäiriön viasta selvittää siis yleensä lyhyellä katkolla, joka kestää varasyöttöjen kytkemisen verran.

Sähköverkon jokaiseen komponenttiin löytyy varaosat joko LES:n tai aliurakoitsijoiden varastoista. Varaosien riittävyyden varmistamista varten on nimitetty vastuuhenkilö. 110 kV verkon suojauksen toiminnan analyttistä tarkastelua ei ole tehty pitkään aikaan. (*Lehtonen Jukka*)

Salpakangasta lukuun ottamatta kaikkien sähköasemien tietoliikenneyhteydet ovat kahdennettu. Kahdennus on toteutettu niin, ettei yksittäisen komponentin rikkoutuminen estä molempien yhteyksien toimimista. Salpakankaan yhteyden kahdentaminen tapahtuu lähivuosina. Sähköasemien sisäisiä tietoliikennekomponentteja, kuten kytkintä, ei ole kahdennettu. Käyttökeskuksen kytkin tullaan kahdentamaan lähivuosien aikana. Yleisesti ottaen sähköasemien tietoliikenneyhteydet ovat hyvin varmistettuja suhteessa niiden kriittisyyteen. Vaikka sähköaseman tietoliikenteen kytkin hajoaisi, tämä ei kuitenkaan vaikuta aseman releiden toimintaan. Tietoliikenteen komponenteille on riittävästi varaosia ja henkilökunnalla on pätevyys niiden vaihtamiseen. (*Saira*)

Riskien tarkkaan arvioimiseen tarvitaan luotettavaa dataa komponenttien vikataajuuksista. Olennaista vikataajuuden arvioinnissa on kuinka paljon vikataajuus kasvaa laitteen ikääntyessä. Laittevalmistajat ilmoittavat sähköverkon komponenttien nimellisen käyttöajan yleensä alakanttiin (*Nikkanen*). Tästä johtuen LE-Sähköverkolla on käytössä useita komponentteja, joiden kirjanpidollinen arvo on nolla euroa, vaikka valvontamallin mukaista nykykäyttöarvoa olisi jäljellä useita vuosia. Vikataajuuden arvioinnin ongelma on, että laitteistot ovat erilaisia ja tekniikkaa on usealta vuosikymmeneltä. Yksittäisen komponentin kohdalla arviointi on haastavaa, sillä vikatietoja täytyisi kerätä useasta yhtiöstä tai tehdä pitkiä testejä. Erittäin vaikeaa on myös tietää miten nopeasti vikaantumisriski kasvaa ajan myötä.

Riskien analyttinen tutkiminen on siis työlästä, joten herää kysymys kannattaako suhteellisen pienen jakeluverkkoyhtiön ryhtyä siihen? Kantaverkkoyhtiö Fingridillä on huomattavasti suuremmat riskikustannukset, mikäli sähkönsiirto katkeaa osasta verkkoa. Heillä on myös paljon sähköasemia, joten yhdessä asemassa toimivaa toimintamallia voidaan kopioida useasti.

Vuodesta 2020 lähtien 110 kV verkon häiriöt vaikuttavat jakeluverkkoyhtiöiden KAH-arvoon (Nikkanen). Tämä motivoi jakeluverkkoyhtiöitä panostamaan enemmän sähköasemien riskien hallintaan. LE-Sähköverkon kannattaisi tehdä tästä johtuen vähintään kvalitatiivinen riskianalyysi keskeisimmille sähköasemille ja kriittisille viestiyhteyksille. Myös yhtiön sisäiseen riskiviestintään olisi syytä panostaa; potentiaaliset riskit tulisi saattaa muiden tietoon kirjallisesti.

### 6.3 Henkilökunnan kommentteja

Henkilökunnan kommentteja ja huomioita omaisuudenhallinnan nykytilanteesta saatiin palaverien yhteydessä sekä vapaamuotoisten keskustelujen yhteydessä. Vastauksia on yhdistelty ja tiivistetty selvyuden vuoksi.

Tulisiko verkon omaisuudelle tehtävien toimenpiteiden olla systemaattisesta ja dokumentoitua?

- *Systemaattinen dokumentointi on sinänsä hyvä ajatus, mutta kaikille laitteille tämä ei ole vaivan arvoista. Esimerkiksi kojeistojen yksittäisten osien tiedot eivät ole niin olennaisia.*
- *Osa dokumenteista ei ole ajan tasalla. Pahimmillaan samasta asiasta on kolme erilaista kuvaa ja yksikään näistä ei vastaa todellisuutta kentällä.*
- *Sähköasemilla tehtävien huoltokierrosten tulokset ovat tulossa kootusti sähköiseen muotoon Exceliin. Sähköasemien pienen määrän vuoksi Excel on toistaiseksi käytännöllisempi kuin olemassa oleva laitekortisto. Laitekortisto voidaan kuitenkin ottaa tarvittaessa käyttöön, mikäli siitä löytyy helppokäyttöinen ja kevyt versio.*

Mitä erityistä tulisi huomioida kun punnitaan vaihtoehtoa korjaustoimenpiteiden ja koko sähköaseman uusimisen väliltä?

- *Korjausrakentaminen lisää erityisesti suunnittelun haasteellisuutta. Osittain tämä johtuu vanhojen asemien huonosta dokumentaatiosta.*
- *Sähköasemien kuntoindeksi helpottaa päätöksentekoa, mutta investointipäätökset joudutaan silti perustamaan arvioon.*

Millaisia riskikartoituksia yhtiössä on tehty?

- *Riskien määrittely on hyvin yleisellä tasolla, yksityiskohtaisia riskianalyyskejä ei ole tehty.*
- *Erilaisia yksityiskohtaisia riskikartoituksia on tehty, mutta ei systemaattisia.*
- *Tietoliikenneyhteyksien riskejä on tutkittu ja tärkeimmät toimenpiteet on joko tehty tai tehdään lähivuosien aikana.*

Onko henkilökunnan koulutukseen panostettu riittävästi?



- *Käyttökeskuksen kaukolämpöverkon ja prosessilaitosten käyttöä ei ole koulutettu riittävästi ja ohjeet ovat puutteellisia.*

Onko toiminnan jatkuvaan kehittämiseen panostettu riittävästi?

- *Aloitteiden käsittely on hidasta ja organisaatio ei tunnu kannustavan niiden tekemiseen.*
- *Esimiehillä on rajallisesti resursseja ja aloitteiden käsittely ei ole prioriteettillisan kärjessä.*

## 6.4 Itsearviointi

### 6.4.1 Itsearviointimetodit

#### SAM

Itsearviointi voidaan toteuttaa yhtiön sisäisesti vapailla kysymyksillä tai itsearviointiin tarkoitetuilla työkaluilla. Institute Of Asset Management tarjoaa jäsenilleen SAM-työkalua, jolla voidaan toteuttaa sisäinen arviointi. SAM on Excelissä toimiva ohjelma, jonka perusversiossa on yhteensä 39 kysymystä standardin ISO 55001 mukaisesta omaisuudenhallinnasta. Taulukossa 6.2 on esitetty SAM-työkalun kysymysasettelu standardin ISO 55001 eri kohtien mukaisesti. SAMia käytettäessä tulee huomioida, että ohjelma on tehty Englannissa, jossa käytetään desimaalierottimenä pistettä pilkun sijasta. Ohjelman toiminnan varmistamiseksi desimaalierottimen merkki täytyy vaihtaa Excelin asetuksista.

Taulukko 6.2. Self Assessment Methodology-työkalun kysymykset. (SAM-ohjeet)

Section	Element	Element Title	No. of Questions (per element)	No. of Questions (per section)
4	4.1	Understanding the organisation and its context	2	8
	4.2	Understanding the needs and expectations of stakeholders	3	
	4.3	Determining the scope of the asset management system	1	
	4.4	Asset management system	2	
5	5.1	Leadership and commitment	1	3
	5.2	Policy	1	
	5.3	Organisational roles, responsibilities and authorities	1	
6	6.1	Actions to address risks and opportunities for the asset management system	1	4
	6.2.1	Asset management objectives	1	
	6.2.2	Planning to achieve asset management objectives	2	
7	7.1	Resources	2	9
	7.2	Competence	1	
	7.3	Awareness	1	
	7.4	Communication	1	
	7.5	Information requirements	1	
	7.6.1	Documented information general	1	
	7.6.2	Creating and updating documented information	1	
	7.6.3	Control of documented information	1	
8	8.1	Operational planning and control	2	5
	8.2	Management of change	2	
	8.3	Outsourcing	1	
9	9.1	Monitoring, measurement, analysis and evaluation	2	5
	9.2	Internal audit	1	
	9.3	Management review	2	
10	10.1	Nonconformity and corrective action	3	5
	10.2	Preventive action	1	
	10.3	Continual improvement	1	
Total			39	39

### SAM+

SAM-työkalun plus-versiossa kysytään normaaliversiota huomattavasti laajemmat kysymykset. Laajemmassa versiossa on lisäksi Landscape-kysymykset, jotka käsittävät yhteensä 316 omaisuudenhallinnan aluetta. Taulukossa 6.3 on esitetty Landscapen kysymysasettelu. Kysymysasettelu ei etene standardin mukaisesti, vaan aihepiireittäin. Landscapen laajuudesta johtuen itsearviointi kannattaa aloittaa normaalista versiosta.

Taulukko 6.3. SAM+ työkalun Landscape-kysymykset. (SAM-ohjeet)

Section	Element	Element Title	No. of Questions (per element)	No. of Questions (per section)
1	Strategy and Planning	Asset Management Policy	8	41
2		Asset Management Strategy & Objectives	12	
3		Demand Analysis	6	
4		Strategic Planning	5	
5		Asset Management Planning	10	
6	Asset Management Decision-Making	Capital Investment Decision-Making	8	33
7		Operations & Maintenance Decision-Making	6	
8		Lifecycle Value Realisation	5	
9		Resourcing Strategy	8	
10		Shutdowns & Outage Strategy	6	
11	Lifecycle Delivery	Technical Standards & Legislation	9	91
12		Asset Creation & Acquisition	7	
13		Systems Engineering	7	
14		Configuration Management	9	
15		Maintenance Delivery	9	
16		Reliability Engineering	10	
17		Asset Operations	10	
18		Resource Management	8	
19		Shutdown & Outage Management	6	
20		Faults and Incident Response	9	
21		Asset Decommissioning and Disposal	6	
22	Asset Information	Asset Information Strategy	10	32
23		Asset Information Standards	6	
24		Asset Information Systems	6	
25		Data & Information Management	10	
26	Organisation and People	Procurement & Supply Chain Management	12	48
27		Asset Management Leadership	13	
28		Organisational Structure	11	
29		Organisational Culture	12	
30	Risk and Review	Competence Management	9	71
31		Risk Assessment and Management	13	
32		Contingency Planning & Resilience Analysis	7	
33		Sustainable Development	3	
34		Management of Change	5	
35		Asset Performance & Health Monitoring	7	
36		Asset Management System Monitoring	7	
37		Management Review, Audit & Assurance	8	
38		Asset Costing & Valuation	7	
39		Stakeholder Engagement	5	
Total			316	316

## Kuiluanalyysi

Kuiluanalyysin tavoitteena on verrata nykyisiä toimintatapoja standardin määrittelemiin toimintatapoihin. Toimintavoille asetetaan tärkeysaste, jonka perusteella saadaan määriteltyä kuilujen syvyydet. Analyysin avulla resursseja saadaan ohjattua kaikista tehokkaimmin. Kuiluanalyysi voidaan toteuttaa itsenäisesti, mutta konsulttien avustuksella analyysiin saataisiin uutta ja ammattimaista näkökulmaa.

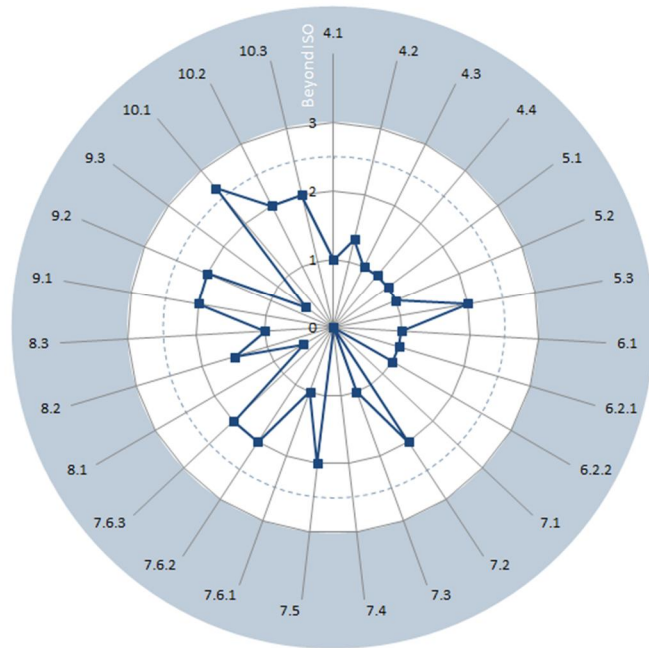
### 6.4.2 Itsearviointin tulokset

Kuvassa 6.2 on esitetty henkilökohtainen arvioni LE-sähköverkon omaisuudenhallinnan tilasta SAM-työkalun kysymyssarjalla. Kuvassa on vasemmalla puolella standardin ISO

55001 kohdat ja oikealla puolella näiden kohtien pisteytys. Arvion perustana on viiden vuoden työkokemus yhtiöstä sekä diplomityön teon yhteydessä selvinneet toimintavat. Kuvasta selviää, että varsinkin standardin kappaleissa 4-6 on kehittämisen tarvetta. Nuo kohdat sisältävät muun muassa omaisuudenhallintapolitiikan, strategian ja suunnitelmien tekemistä ja käyttöä.

#### No Clause

- 4.1 Understanding the organization and its context
- 4.2 Understanding the needs and expectations of stakeholders
- 4.3 Determining the scope of the asset management system
- 4.4 Asset management system
- 5.1 Leadership and commitment
- 5.2 Policy
- 5.3 Organizational roles, responsibilities and authorities
- 6.1 Actions to address risks and opportunities for the asset management system
- 6.2.1 Asset management objectives
- 6.2.2 Planning to achieve asset management objectives
- 7.1 Resources
- 7.2 Competence
- 7.3 Awareness
- 7.4 Communication
- 7.5 Information requirements
- 7.6.1 Documented information general
- 7.6.2 Creating and updating documented information
- 7.6.3 Control of documented information
- 8.1 Operational planning and control
- 8.2 Management of change
- 8.3 Outsourcing
- 9.1 Monitoring, measurement, analysis and evaluation
- 9.2 Internal audit
- 9.3 Management review
- 10.1 Nonconformity and corrective action
- 10.2 Preventive action
- 10.3 Continual improvement

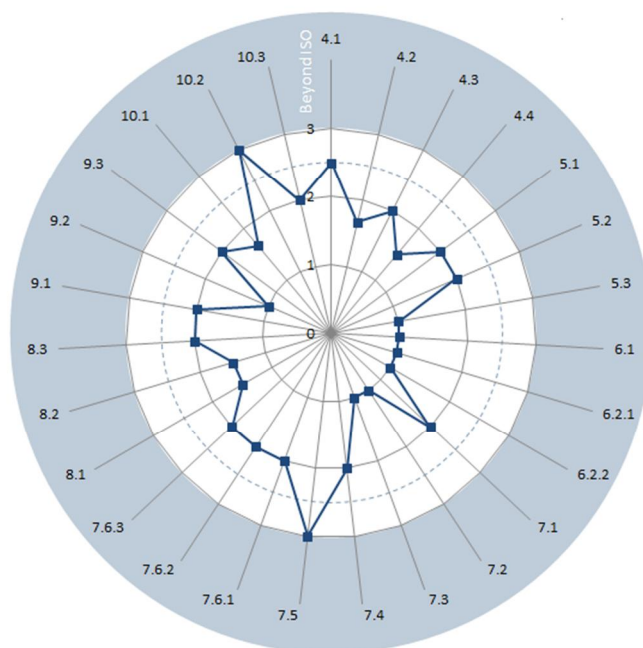


Kuva 6.2. Diplomityöntekijän arvio yhtiön omaisuudenhallinnasta.

Kuvassa 6.3 on esitetty LE-Sähköverkon toimitusjohtajan arvio yhtiön omaisuudenhallinnasta. Toimitusjohtaja valittiin kyselyyn, sillä yhtiössä ei ole erillistä omaisuudenhallinnasta vastaavaa henkilöä ja kysymykset painottuvat vahvasti ylimmän johdon määrittämiin periaatteisiin ja käytäntöihin.

## No Clause

- 4.1 Understanding the organization and its context
- 4.2 Understanding the needs and expectations of stakeholders
- 4.3 Determining the scope of the asset management system
- 4.4 Asset management system
- 5.1 Leadership and commitment
- 5.2 Policy
- 5.3 Organizational roles, responsibilities and authorities
- 6.1 Actions to address risks and opportunities for the asset management system
- 6.2.1 Asset management objectives
- 6.2.2 Planning to achieve asset management objectives
- 7.1 Resources
- 7.2 Competence
- 7.3 Awareness
- 7.4 Communication
- 7.5 Information requirements
- 7.6.1 Documented information general
- 7.6.2 Creating and updating documented information
- 7.6.3 Control of documented information
- 8.1 Operational planning and control
- 8.2 Management of change
- 8.3 Outsourcing
- 9.1 Monitoring, measurement, analysis and evaluation
- 9.2 Internal audit
- 9.3 Management review
- 10.1 Nonconformity and corrective action
- 10.2 Preventive action
- 10.3 Continual improvement



Kuva 6.3. Toimitusjohtajan arvio yhtiön omaisuudenhallinnasta.

Tuloksia analysoitaessa tulee huomioida, että kyselyssä pisteet huononevat mikäli vaadittua toimenpidettä ei ole dokumentoitu. LE-Sähköverkon omaisuudenhallinnassa on lukusia kirjaamattomia käytäntöjä, mutta ne toimivat silti riittävän hyvin. Kyselyssä käsiteltiin kaikki 39 kysymystä ilman lisäkysymyksiä.

Diplomityöntekijän ja toimitusjohtajan näkemykset omaisuudenhallinnan nykytilasta eroavat varsinkin standardin kappaleen 4 osalta. Kappaleen 4 sisältö käsittelee ylimmän johdon linjauksia omaisuudenhallintapolitiikasta. Tämän alueen pisteytys paranee johdon ulkopuolella dokumentointia ja tiedotusta lisäämällä.

Itsearvion tuloksista huomataan, että yhtiöllä on parannettavaa varsinkin riskien hallinnassa. Myös dokumentointi, vastuiden selkeä jakaminen, työntekijöiden pätevyyden selvittäminen, omaisuudenhallinnan tavoitteiden tiedottaminen sekä sisäinen auditointi ovat mahdollisia kehityskohteita. Kyselyssä havaitut kehityskohteet ovat samantyyppisiä kuin Fingridillä ja Elenialla heidän siirtyessä omaisuudenhallintastandardien käyttöön.

## 7 Standardin soveltaminen käytäntöön

### 7.1 Yleistä

Tässä kappaleessa tutkitaan standardien ISO 55001 ja ISO 55002 jokaisen kappaleen ydinkohtia. Ydinkohdat ovat valittu omien painotusten, SAM-työkalun kysymysten ja yhtiön toimintaympäristön perusteella. Ydinkohtien lisäksi on kirjoitettu esimerkkejä kuinka toimintamallit voisi toteuttaa käytännössä.

Koska ISO 55001 on tehty suuren kiinteän omaisuuden omaavien yhtiöiden tarpeita silmällä pitäen, pienempien yhtiöiden täytyy punnita mitkä kohdat standardista ovat olennaisimmat yhtiön kannalta. Pienen yhtiön, jossa omaisuudenhallinta on käytännössä muutaman ihmisen hallinnassa, ei kannata luoda byrokraattista ja jäykkää järjestelmää. ISO 55001 edellyttää suhteellisen paljon dokumentaatiota toiminnasta. LE-Sähköverkko Oy:n tulisi keskittyä omaisuudenhallinnassa varsinkin tässä kappaleessa mainittuihin ydinalueisiin.

### 7.2 Organisaation toimintaympäristö

Organisaation ja sen toimintaympäristön ymmärtäminen (ISO 4.1)

Omaisuudenhallinnan systemaattinen hallinta tulee aloittaa omaisuudenhallintajärjestelmän tekemisestä, johon täytyy ensimmäisenä luoda:

- omaisuudenhallintapolitiikka
- omaisuudenhallinnan tavoitteet
- strateginen omaisuudenhallintasuunnitelma (SAMP)
- omaisuudenhallintasuunnitelmat.

Omaisuudenhallintapolitiikka tarkoittaa johdon sitoutumista ja toimenpiteitä. Strategiasa määritellään suuremmat linjaukset, mutta yksityiskohdat omaisuudenhallinnan toteutuksesta kirjataan omaisuudenhallintasuunnitelmiin.

Yhtiön tulisi määrittää olennaisimmat asiat, jotka vaikuttavat sen kykyyn saavuttaa omaisuudenhallinnan tavoitteet. Tällaisia asioita ovat esimerkiksi seuraavat tekijät:

- yhtiön toimintaperiaatteet ja tavoitteet
- viranomaisten asettamat vaatimukset
- olemassa olevat omaisuudenhallinnan käytännöt
- olemassa olevat riskienhallintasuunnitelmat
- resursseihin ja tietämykseen liittyvät voimavarat
- voimassa olleesta omaisuudenhallinnasta saatu palaute
- tietojärjestelmien käyttäminen
- sidosryhmien tarpeet ja odotukset.

Sidosryhmien tarpeiden ja odotusten ymmärtäminen (ISO 4.2)

Yhtiön tulisi määrittää omaisuudenhallinnan kannalta olennaisimmat sidosryhmät sekä niiden tarpeet ja odotukset. Tällaisia sidosryhmiä ovat esimerkiksi asiakkaat, omistajat ja asiakkaat. Sidosryhmien tarpeet ja odotukset olisi dokumentoitava ja niistä olisi tie-

dotettava. Dokumentointi voidaan sisällyttää strategiseen omaisuudenhallintasuunnitelmaan.

#### Omaisuudenhallintajärjestelmän soveltamisalan määrittäminen (ISO 4.3)

Yhtiön tulisi määrittää omaisuudenhallintajärjestelmän rajat, eli mitä alueita ja toimenpiteitä järjestelmä koskee. Rajausta voidaan dokumentoida SAMPiin.

#### Omaisuudenhallintajärjestelmä (ISO 4.4)

Alkuvaiheessa yhtiön tulee suunnitella kuinka se luo, toteuttaa ja ylläpitää järjestelmää. Järjestelmä tulisi aloittaa omaisuudenhallintapolitiikasta, jonka perusteella tehdään tavoitteet, SAMP sekä yksityiskohtaiset suunnitelmat. Järjestelmän tavoitteet tulisi asettaa selkeään tärkeysjärjestykseen käytettyjen resurssien hyödyn maksimimiseksi.

### 7.3 Johtajuus

#### Johtajuus ja sitoutuminen (ISO 5.1)

Ylimmän johdon tulisi sitoutua omaisuudenhallinnan periaatteisiin ja tiedottaa niistä alaisilleen. Periaatteita tulisi noudattaa pääoman käytössä ja muissa päätöksissä. Systemaattinen omaisuudenhallinta tulisi katsoa yhtä tärkeäksi kuin esimerkiksi turvallisuus, laatu tai ympäristötekijät. Omaisuudenhallintajärjestelmän suorituskykyä tulisi seurata ja tarvittaessa kehittää.

#### Politiikka (ISO 5.2)

Ylimmän johdon tulee laatia omaisuudenhallintapolitiikka, joka:

- soveltuu organisaation toiminta-ajatukseen
- muodostaa perustan tavoitteiden asettamiselle
- sisältää sitoutumisen vaatimusten täyttämiseen
- sisältää sitoutumisen omaisuudenhallintajärjestelmän jatkuvaan parantamiseen.

#### Organisaation rooli, vastuut ja valtuudet (ISO 5.3)

Ylimmän johdon on varmistettava, että omaisuudenhallinnan tehtäviin liittyvät roolit ja vastuu määritellään ja viestitetään yhtiössä. Vastaavien henkilöiden tehtävät tulisi jakaa selkeästi. Näitä tehtäviä ovat muun muassa SAMPin sekä omaisuudenhallinnan suunnitelmien tekeminen ja ylläpitäminen.

## 7.4 Suunnittelu

OmaisuuDENhallintaan liittyvien riskien ja mahdollisuuksien käsittely (ISO 6.1)

OmaisuuDEN liittyvät riskit tulee tunnistaa ja analysoida esimerkiksi kappaleessa 3 esitetyillä keinoilla. Tarvittaessa voidaan määrittää, muuttuvatko tunnistetut riskit ajan mittaan. Riskianalyysin jälkeen päätetään toimenpiteistä; poistetaan, vältetään, vähennetään, siedetään tai siirretään. OmaisuuDENhallintaan liittyvät riskit olisi dokumentoitava. Yleinen tavoite riskien hallinnassa on ymmärtää haitallisten tapahtumien syy, vaikutus ja todennäköisyys.

Tavanomaiset riskienhallintakäytännöt eivät huomioi riittävästi tapahtumia, joiden todennäköisyys on pieni, mutta seuraukset olisivat katastrofaaliset. LE-Sähköverkon tulisi panostaa erityisesti 110 kV siirtoverkon ja sähköasemien riskien arviointiin.

OmaisuuDENhallinnan tavoitteet (ISO 6.2.1)

OmaisuuDENhallinnan strategia ja tavoitteet tulisi määritellä niin, että ne tukevat yhtiön strategiaa. Useat standardissa ISO 55002 määritellyt tavoitteet ovat esitetty yhtiön strategisessa suunnitelmassa, joten niitä ei kannata kirjata erikseen omaisuuDENhallinnan tavoitteeksi.

Tavoitteiden saavuttamiseen tarvittavien toimien suunnittelu (ISO 6.2.2)

Yhtiön on laadittava, dokumentoitava ja ylläpidettävä omaisuuDENhallintasuunnitelmia, joiden avulla saavutetaan asetetut tavoitteet.

Standardi ei määritä suunnitelmille ennalta määrättyä mallia, mutta yleensä ne sisältävät perustelut omaisuuDENhallintaan liittyville toimenpiteille. Käytännössä tämä tarkoittaa, että yhtiö esimerkiksi kirjaa suunnitelmaan sähköasemien omaisuuDENhallinnan periaatteet. Periaatteita voivat olla muun muassa resurssien varaaminen, huolto tiheys, komponenttien uusiminen tai kuntoindeksin jatkuva ylläpitäminen.

## 7.5 Tukitoiminnot

Resurssit (ISO 7.1)


Yhtiön on varattava riittävästi resursseja omaisuuDENhallinnan luomiseen, toteuttamiseen, ylläpitoon ja kehittämiseen. Resurssit tulisi allokoida omaisuuDENhallinnan tavoitteiden tärkeysjärjestyksen mukaisesti.

Pätevyys (ISO 7.2)

Yhtiön tulisi määritellä millainen pätevyys omaisuuDEN käsittelyillä työntekijöillä tulee olla. Fingrid käyttää pätevyysvaatimuksissa apunaan kuvan 7.1 mukaista matriisia. Kyseinen matriisi toimisi myös jakeluverkkoyhtiön toimintamallissa. Myös aliurakoitsijoiden käyttämien työntekijöiden pätevyys tulisi selvittää. Pätevyysvaatimusten ja päte-



vyöden todellisen tason selvittämisen perusteella voidaan tehdä puuteanalyysi, jonka tarkoitus on viestittää koulutuksen tarpeen suuruudesta.



Kelpuutusmatriisi

Kelpuutusalue	Moduuli	Paikalliskytkentä	Laitevarustaminen	Toiminta varustamis- ja häiriötilanteissa	Pelastustöiden turvallisuus	Hätämaadoitus	Paikallispöytä	Asematarkastus	Muuntajan häiriöselvitys, öljynytteenotto ja kelman-analyysi	Tehomuuntajan ja öljyriseritiet	Katkaisijat	Eroittimet	Ilmasäädämiset reaktorit	Mittamuuntajat	Kondensaattorit	Passiiviset komponentit (ylijännitesuojat, kiskot, liittimet, eristimet...)	Apusähkölaitteiden kunnossapito (akustor, suuntaajat, UPS-laitteet,...)	Maadoitukset	Rakennukset ja rakenteet	Alueet
Paikalliskytkentä		•	•																	
Varallaolo		•	•	•	•	•			•											
Valtuutettu opastaja		•					•													
Asematarkastus			•					•											•	
Tehomuuntajan peruskunnossapito			•						•	•										
Katkaisijan peruskunnossapito			•								•									
Eroittimen kunnossapito			•									•								
Reaktorin kunnossapito			•						•	•			•							
Mittamuuntajan kunnossapito			•											•						
Kondensaattorin kunnossapito			•												•					
Passiivisten laitteiden kunnossapito																•				
Apusähkölaitteiden kunnossapito			•														•			
Maadoitusten kunnossapito																		•		
Aluekunnossapito																				•

Kuva 7.1. Fingridin käytössä oleva kelpuutusmatriisi. (Verkkotoimikunta 17.6, s.22)

Kelpuutusmatriisia voidaan hyödyntää myös uusien työntekijöiden perehdyttämisessä. Perehdyttävä ja perehdytettävä tietävät mitä heidän tulisi vähintään osata tehtävästä. Kelpuutusmatriisiin perusteella voidaan tehdä työntekijöiden auditointi. Auditoinnissa voidaan esimerkiksi tehtävän vaatiman teknisen pätevyyden lisäksi tarkistaa ovatko mittalaitteet kalibroitu oikein ja noudattavatko työkohteen henkilöt yhtiön antamia ohjeistuksia.

### Tietoisuus (ISO 7.3)

Yhtiön työntekijöiden ja aliurakoitsijoiden, jotka voivat vaikuttaa omaisuudenhallinnan tavoitteisiin, tulee olla tietoisia omaisuudenhallintapolitiikan vaikutuksesta heidän tehtäviinsä. Tietoisuuden kasvattaminen on osa asenneilmapiiriin muuttamista. Huonosti hoidetun omaisuudenhallinnan negatiiviset seuraukset tulee saattaa työntekijöiden tietoisuuteen. Tietoisuutta voidaan kasvattaa useilla keinoilla, kuten ylimmän johdon tilannekatsauksella.

### Viestintä (ISO 7.4)

Yhtiön on määritettävä omaisuuden kannalta olennaisen tiedon viestittämisen periaatteet. Tulee selvittää mistä, milloin, keiden kanssa ja kuinka viestitetään. Tavoitteena on, että tieto liikkuu organisaatiossa molempiin suuntiin yhtiön johdosta asentajiin.

### Tietovaatimukset (ISO 7.5)

Yhtiön tulee määrittää minkälaista tietoa omaisuudenhallintajärjestelmän ylläpitäminen ja sen tavoitteiden saavuttaminen vaatii. Voidaan esimerkiksi määrittää, mitä tietoa katkaisijahuollon yhteydessä tulee kerätä. Järjestelmien ylläpidosta tulisi olla kirjalliset ohjeet.

#### Dokumentointi (ISO 7.6)

Dokumentoidun tiedon hallinta tulee toteuttaa seuraavia periaatteita noudattaen:

- viimeisen muokkauksen päiväys ja tekijä ovat näkyvillä
- salainen tieto on suojattu asiallisesti
- dokumentit sijaitsevat aihepiiriltään loogisessa paikassa ja ovat näin kaikkien niitä tarvitsevien työntekijöiden helposti löydettävissä.

### 7.6 Toiminta

#### Toiminnan suunnittelu ja ohjaus (ISO 8.1)

Resurssit, roolit ja vastuu on jaettava selkeästi omaisuudenhallinnan prosessien oikeanlaisen toiminnan varmistamiseksi. Erityisesti tulisi huomioida, että riskien hallintaan, omaisuudenhallintasuunnitelmiin ja toiminnan jatkuvaan kehittämiseen on jaettu riittävästi resursseja ja pätevää henkilökuntaa.

Toiminnan suunnittelu ja ohjaus voidaan toteuttaa erilaisilla varautumis- ja toiminta-ohjeilla. Ohjeissa voidaan käsitellä esimerkiksi henkilökohtaisia varustuksia, varajärjestelmiä sekä huolto-ohjeita.

#### Muutoksen hallinta (ISO 8.2)

Ennen toimintatapojen muuttamista tai teknisten komponenttien uudistamista tulisi arvioida muutokseen liittyvät riskit. Muutosten aiheuttamia riskejä voidaan vähentää kappaleen 3 sekä kappaleen 10.2 avulla.

#### Ulkoistaminen (ISO 8.3)

Ennen toimintojen ulkoistamista tulee arvioida toimenpiteen aiheuttamia riskejä sekä sen vaikutuksia tavoitteiden saavuttamiseen. Yhtiön tulee varmistaa, että ulkoistettujen toimintojen omaisuudenhallinta täyttää vaaditun tason. Ulkoistamisessa on riskinä varsinkin tiedonkulun huonontuminen ja yhtiöiden mahdollisesti erilaiset toimintamallit. Varsinkin turvallisuusperehdytys on tärkeää toimintojen ulkoistamisessa.

### 7.7 Suorituskyvyn arviointi

#### Seuranta, mittaus, analysointi ja arviointi (ISO 9.1)

Yhtiön tulisi arvioida mitä ja milloin täytyy seurata ja mitata. Sähköverkkoyhtiössä toiminnan seuranta tapahtuu osittain automaattisesti regulaation vuoksi. Erityisesti 110 kV verkon toiminnan tasoa tulee seurata, sillä siirtoverkko ei kuulu toistaiseksi regulaation piiriin. Siirtoverkon ja sähköasemien suorituskykyä voidaan verrata vastaavan sähkönsiirtoyhtiön suorituskykyyn.

Yksi seurantakohde voisi olla sähköasemien kuntoindeksin toiminta. Seurannan toimivuuden varmistamiseksi on tärkeää, että esimerkiksi tarkastuskierröksillä löytyneet puutteet dokumentoidaan.

#### Sisäinen auditointi (ISO 9.2)

Säännöllisin väliajoin tulee tehdä sisäinen auditointi, jotta voidaan tarkistaa onko omaisuudenhallintajärjestelmä yhtiön omien vaatimusten sekä standardin mukainen. Ensimmäinen auditointi tehdään tämän diplomityön puitteissa SAM-työkalun avustuksella yhtiön sisäisesti. Toinen auditointi voidaan suorittaa SAM-työkalulla kun omaisuudenhallinnan ensimmäiset askeleet on otettu käyttöön. Kolmas auditointi kannattaa tehdä kuiluanalyysinä ulkopuolisen toimijan (konsultin) avustuksella, sillä ulkopuolinen näkee monesti asioita erilaisesta näkökulmasta.

#### Johdon katselmus (ISO 9.3)

Yhtiön ylimmän johdon tulee katselmoida säännöllisin väliajoin, että omaisuudenhallintajärjestelmä on edelleen soveltuva, asianmukainen ja vaikuttava. Katselmuksessa tulisi käydä läpi ainakin seuraavia asioita:

- aiempien johdon katselmuksien vuoksi käynnistettyjen toimenpiteiden tilanne
- omaisuudenhallintajärjestelmän kannalta olennaiset muutokset
- tiedot omaisuudenhallinnan tasosta, kuten auditoinnin tulokset.

## 7.8 Parantaminen

#### Poikkeamat ja korjaavat toimenpiteet (ISO 10.1)

Kun omaisuuden laadussa tai omaisuudenhallintajärjestelmässä havaitaan poikkeamia, yhtiön on ryhdyttävä asianmukaisiin toimenpiteisiin poikkeaman korjaamiseksi tai vaikutusten arvioimiseksi. Mikäli poikkeamia ei pystytä korjaamaan välittömästi, poikkeama tulisi dokumentoida.

Tavoite on siis saada systemaattisuutta vikojen analysointiin. Toistuvat viat tulee dokumentoida, että vian tiedot säilyvät vuosien päähän.

#### Enkäisevä toimenpide (ISO 10.2)

Yhtiön on luotava prosessit, joilla tunnistetaan hyvissä ajoin mahdolliset omaisuuteen liittyvät häiriöt ja arvioidaan ehkäisevien toimenpiteiden tarvetta.

Turvallisuusilmoitukset sekä aloite- ja riskirekisteri auttavat ehkäisevien toimenpiteiden luomisessa. Järjestelmän kattavuus kasvaa huomattavasti, mikäli ilmoitukset ja rekisterit saadaan myös aliurakoitsijoiden käyttöön.

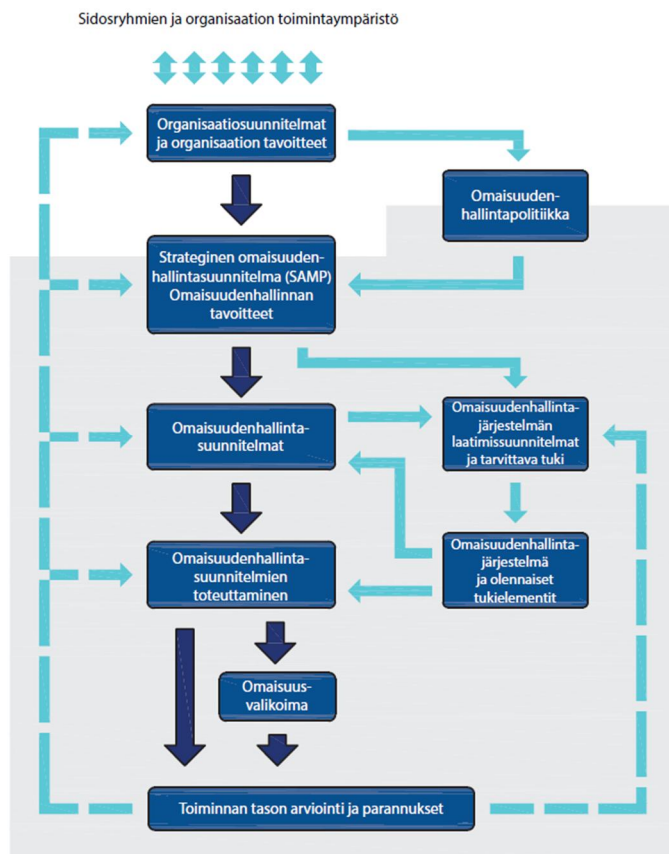
#### Jatkuva parantaminen (ISO 10.3)

Yhtiön on jatkuvasti parannettava omaisuutensa hallinnan soveltuvuutta, riittävyyttä ja vaikuttavuutta.

Toiminnan kehittäminen edellyttää kehitysmyönteistä ilmapiiriä yrityksessä. Hyvät ideat ja oma-aloitteisuus tulee palkita, että työntekijät tuntevat yhtiön johdon arvostavan jatkuvaa parantamista. Parantamisen tarpeita voidaan saada selville myös sisäisissä ja ulkoisissa auditoinneissa.

## 8 Omaisuudenhallinnan ensiaskeleet

Tämän kappaleen tarkoituksena on toimia helppona oppaana standardin ISO 55001 käyttöönottamiseksi LE-Sähköverkossa. Toiminnan runkona toimii omaisuudenhallintajärjestelmä, jonka periaatteet on esitetty kuvassa 8.1. Kuvasta nähdään käyttöönoton järjestys sekä vaadittava pohjatieto kunkin osion suorittamiseksi.



Kuva 8.1. Omaisuudenhallintajärjestelmän periaatteet. Harmaa alue kuvastaa järjestelmän rajoja. (SFS-ISO 55000, liite B)

Omaisuudenhallintajärjestelmän käyttöönotto lähtee liikkeelle seuraavista askeleista, jotka on suotavaa tehdä järjestyksessä:

### Askel 1: Omaisuudenhallintapolitiikka

Omaisuudenhallintapolitiikka on lyhyt toteamus, jossa esitetään periaatteet, joiden mukaan organisaatio aikoo soveltaa omaisuudenhallintaa saavuttaakseen organisaation tavoitteet. Ylimmän johdon olisi vahvistettava omaisuudenhallintapolitiikka ja osoitettava siten sitoutumisensa omaisuudenhallintaan. (SFS-ISO 55002, s.20).

LE-sähköverkon omaisuudenhallinnan periaatteet voitaisiin jakaa yhtiön toimintojen mukaan:

- Yhtiön johto: Yhtiössämme on toimintatavat, jotka takaavat omaisuuden optimaalisen hyödyntämisen kasvattaen verkko-omaisuuden arvoa ja tuottoa.
- Suunnittelu: Riskien hallinta on osana suunnittelun jokaista vaihetta. Investoinnit tehdään optimaaliseen aikaan parantaen kannattavuutta ja kestävästä kehitystä.

- Huolto & käyttö: Havaitut puutteet, riskit ja kehityskohteet ilmoitetaan niistä vastaaville henkilöille. Yhtiön työntekijät ja aliurakoitsijat ovat päteviä jokaiseen heille osoitettuun tehtävään.
- Kehitys: Yhtiö sitoutuu toimintaa kehittävän työympäristön luomiseen. Henkilökunnan aloitteet ja muut huomiot käsitellään asiallisesti järjestelmän kehittämisen mahdollistamiseksi.

On ensisijaisen tärkeää, että johto sitoutuu yhtiön omaisuudenhallintapolitiikkaan ja tiedottaa sen periaatteista ja muutoksista henkilöstölle säännöllisin väliajoin. Poliitiikan tulee kertoa mitä yhtiön osa-alueita omaisuudenhallinta kattaa. (*Carrillo*).

## Askel 2: Omaisuudenhallinnan tavoitteet

Omaisuudenhallinnan tavoitteiden tulisi olla tarkkoja, mitattavissa olevia, saavutettavissa olevia, realistisia ja aikaan sidottuja (siis "SMART"-periaatteen mukaisia). Ne voivat olla sekä määrällisiä että laadullisia mittareita. (*SFS-ISO 55002, s.24*).

Omaisuudenhallinnan kannalta yleiset tavoitteet voisivat olla seuraavanlaisia:

- Lyhyen aikavälin tavoitteena on luoda järjestelmä, josta nähtäisiin nopeasti ja luotettavasti omaisuuden nykytilanne sekä tarvittavat toimenpiteet sen parantamiseksi.
- Pitkän aikavälin tavoitteena on luoda systemaattinen omaisuudenhallintajärjestelmä, joka pohjautuu standardiin ISO 55001.
- Kuntoindeksien laitearviot tulee arvioida sitä mukaa kun tarvittavaa tietoa on saatavilla.

Yksityiskohtaisemmat tavoitteet voisivat olla seuraavanlaisia:

- Omaisuudenhallintasuunnitelmien periaatteet ja kuntoindeksit ilman laitearvioita tulee saada valmiiksi kaikille sähköasemille vuoteen 2017 mennessä.
- Kaikki havaitut puutteet, riskit ja kehityskohteet käsitellään ja dokumentoidaan vuodesta 2018 alkaen.
- Sähköasemilla on vuodesta 2018 lähtien viimeisimmät piirustukset asemasta ja nämä vastaavat todellisuutta.

## Askel 3: Strateginen omaisuudenhallintasuunnitelma (SAMP)

SAMP on dokumentoitu tieto, joka määrittelee, kuinka organisaation tavoitteet muunnetaan omaisuudenhallinnan tavoitteiksi, kuinka omaisuudenhallintasuunnitelmat laaditaan sekä kuinka omaisuudenhallintajärjestelmä tukee omaisuudenhallinnan tavoitteiden saavuttamista (*SFS-ISO 55000, s.36*).

Elenialla ei ole erillistä SAMPia, vaan se on sisällytetty yhtiön strategiaan (*Carrillo*). LE-Sähköverkko voi toteuttaa asian samalla tavalla tai tehdä SAMPista lyhyen liitteen yhtiön strategian lisäksi. Liitteessä voitaisiin esittää seuraavia asioita:

- Omaisuudenhallintasuunnitelmien tulee noudattaa ennalta määritettyjä yleisiä periaatteita.

- Yhtiön ja omaisuudenhallinnan tavoitteisiin päästään noudattamalla systemaattisia toimintamalleja.
- Omaisuudenhallintajärjestelmän edellyttävien toimenpiteiden tulee olla sellaisia, etteivät niiden toteuttaminen ja ylläpitäminen vaadi kohtuuttomasti resursseja.
- Käyttöön otettavat uudet järjestelmät ja käytännöt tulee mahdollisuuksien mukaan sisällyttää jo olemassa oleviin järjestelmiin, jotta niiden käyttämisen kynys madaltuisi ja helpottuisi.

#### Askel 4: Omaisuudenhallintasuunnitelmat

Omaisuudenhallintasuunnitelma on dokumentoitu tieto, joka määrittelee yksittäiselle omaisuudelle tai omaisuusryhmälle edellytetyt toiminnot, resurssit ja aikataulut, jotta saavutetaan organisaation omaisuudenhallinnan tavoitteet (*SFS-ISO 55000*, s.36).

Omaisuudenhallintasuunnitelmassa kerrotaan omaisuuslajin hallinnan yleiset periaatteet sekä tarvittaessa yksityiskohtaiset ohjeet toimenpiteistä. Suunnitelmassa kerrotaan muun muassa mitä pitää dokumentoida ja kuka käsittelee dokumentoinnin. Vastuiden selkeä jakaminen on tärkeä osa hyvää omaisuudenhallintasuunnitelmaa. Kappaleessa 9.3.1 on esitetty esimerkki suunnitelmasta.

#### Askel 5: Riskien hallinta

Organisaation olisi määritettävä toimenpiteet, joita tarvitaan riskien käsittelyyn, kun se suunnittelee omaisuudenhallintajärjestelmäänsä. Yleinen tavoite on ymmärtää haitallisten tapahtumien syy, vaikutus ja todennäköisyys, hallita tällaisia riskejä hyväksyttävälle tasolle ja luoda kirjausketju riskien hallintaa varten (*SFS-ISO 55002*, s.24).

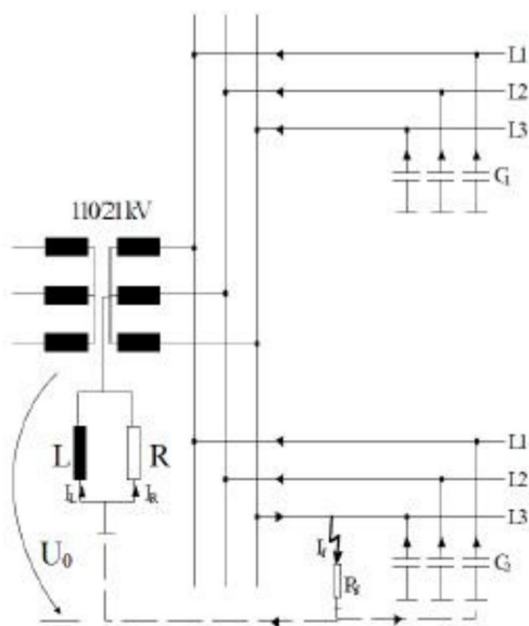
Projektien toteuttamisen yhteydessä tulisi tehdä riskiarviointilomake, jotta projektin riskejä tutkittaisiin systemaattisesti ja tieto potentiaalisista riskeistä siirtyisi dokumentoidusti työvaiheesta ja työntekijästä toiseen. Käytön ja huollon on varmistettava, että havaitut riskit ja kehityskohteet tulevat niistä vastaavan henkilön tietoisuuteen. Tunnistettujen riskien osalta tulee tehdä kustannusarvio niiden vähentämiseksi tai poistamiseksi, jolloin tiedetään ovatko riskinhallintatoimenpiteet kannattavia. Riskirekisteriä tulisi päivittää vuosittain; onko uusia riskejä tullut tai ovatko olemassa olevat riskit muuttuneet?

## 9 Sähköasemien omaisuudenhallinta

### 9.1 Komponentit

Sähköasemien tehtävä jakeluverkkoyhtiössä on siirtää siirtoverkon teho jakeluverkon käyttöön, josta se siirtyy edelleen asiakkaille. Sähköaseman tärkein ja kallein komponentti on päämuuntaja, jonka tehtävänä on muuntaa suurjännite keskijännitteeksi. Muita olennaisia komponentteja ovat releet, katkaisijat, erottimet, virta- ja jännitemuuntajat sekä akustot. Releiden tehtävä on tarkkailla, että mittausarvot ovat sallittavissa rajoissa ja antaa laukaisukäsky arvojen ylittyessä. Katkaisijat kykenevät katkaisemaan vian ja kuormituksen aikana kulkevat virrat kun taas erottimia käytetään lähinnä vain kun katkaisijat ovat auki. Virta- ja jännitemuuntajien tehtävänä on muuntaa käyttöjännitteet ja – virrat mittalaitteille sopiviksi. Akustot takaavat suojalaitteiden toiminnan, mikäli sähköaseman kiinteistön omaan sähkösyöttöön tulee häiriötä.

Maaseutuverkkoa syöttävillä sähköasemilla on monesti myös kompensointikela. Kun kompensointikela kytketään maahan, verkkoa kutsutaan sammutetuksi. Induktiivinen kela kompensoi kapasitiivista maasulkuvirtaa, jolloin maasulkuvirta jää yleensä hyvin pieneksi. Kompensoinnin toimintaperiaate on esitetty kuvassa 9.1. Kompensointikela on esitetty vastusten L ja R avulla.



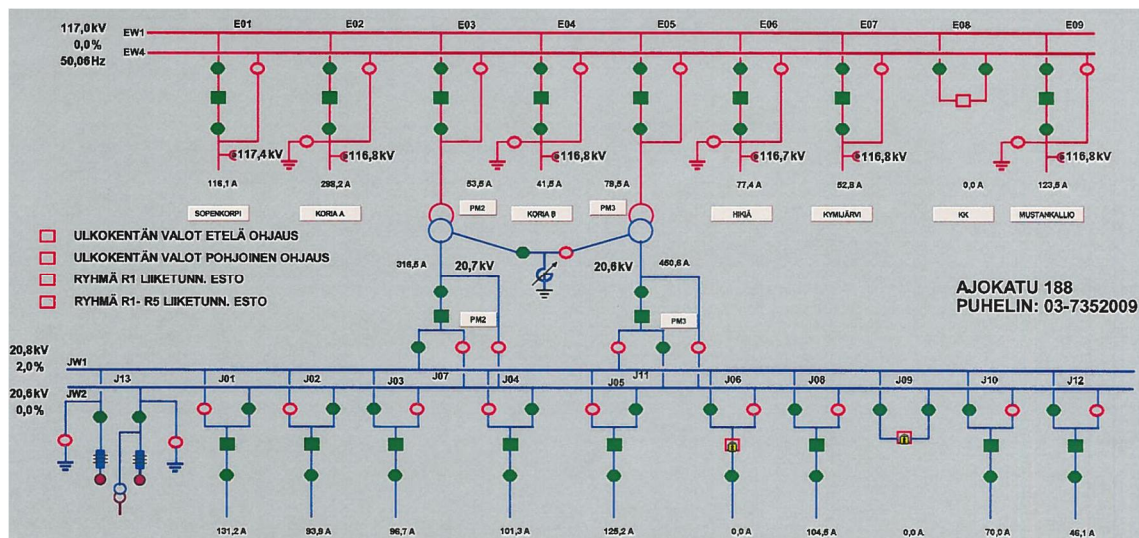
Kuva 9.1. Kompensointikelan toimintaperiaate (Pesonen s.15).

Kuvassa 9.2 on esitetty tyypillinen kaupunkisähköasema. Erottimet ovat merkitty ympyrällä ja katkaisijat neliöllä. Kiinni olevat komponentit ovat väritetty täyteen, mutta auki-tilassa olevat ovat sisältä tyhjiä. 110 kV kiskosta käytetään kirjainta E ja 20 kV kiskosta kirjainta J. Komponenteista käytetään yleisesti seuraavia viittauksia:

- Q0 = Katkaisija.
- Q1 = Kiskon puoleinen erotin.
- Q3 = Kiskosta lähtevä erotin.
- Q4 = Varakiskoa syöttävä erotin.
- Q8 = Kompensointikelan erotin.
- Q9 = Maadoituskiskon erotin.



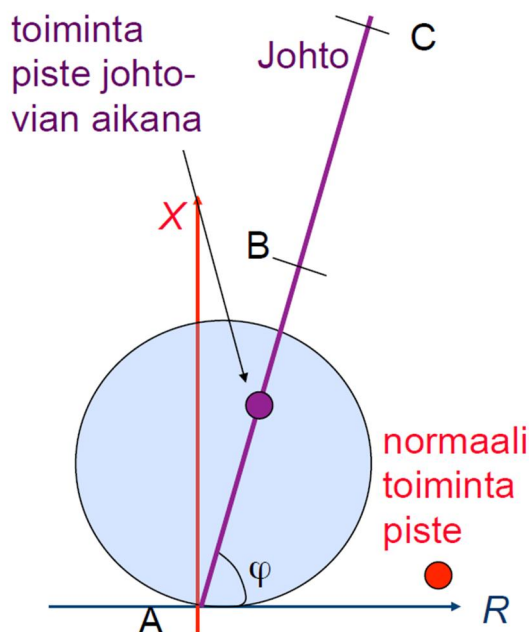
Näin ollen esimerkiksi 110 kV kentän Korian suunnan 2-lähdön kiskon puoleinen erotin on lyhenteeltään E02Q1.



Kuva 9.2. Nikkilän sähköaseman kaaviokuva.

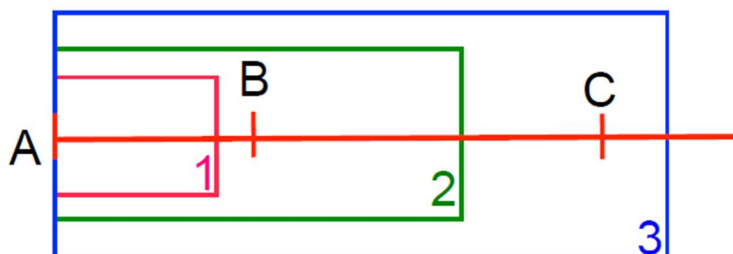
Distanssirele on tyypillinen pääsuojarele 110 kV lähtöjen suojaamiseksi. Sitä käytetään silmukoiduissa verkoissa, sillä se havaitsee vian suunnan. Distanssirele mittaa johdon virran ja alkupään jännitteen ja laskee niiden avulla impedanssin. Suurvoimansiirrossa johdon resistanssi on hyvin pieni, joten vikavirran suuruus ja kulma määräytyvät lähes kokonaan johdon reaktanssin mukaan. Rele päättää vian suunnan virran ja jännitteen vaihesiirtokulman avulla. Jos vika on edessäpäin, on virta noin  $90^\circ$  jännitettä jäljessä, koska vikavirta on induktiivista loisvirtaa. Jos vika on takanapäin, on virta  $90^\circ$  jännitettä edellä. (Haarla)

Distanssireleen toimintaperiaate on esitetty kuvassa 9.3. Rele sijaitsee asemalla A, ja se suojaa johto-osuutta A-B. Normaalisissa toimintapisteissä kuormituksen resistanssi on suhteellisen suurta, jolloin toimintapiste on punaisen ympyrän kohdalla. Johtovian aikana kuormitus ei enää vaikuta impedanssiin, joten toimintapiste siirtyy violetin ympyrän kohtaan.



Kuva 9.3. Distanssireleen toimintaperiaate. (Haarla)

Kuvan 9.3 vaaleansininen alue tarkoittaa releen asettelun ensimmäistä, eli nopeimmin laukaisevaa porrasta. Vastaava alue kuvassa 9.4 on alue 1. Alue 2 laukaistaan hieman aluetta 1 myöhemmin, ja alue 3 laukaistaan viimeisenä. Vyöhykkeitä 1 ja 2 käytetään varasuojaukseen sähköasemien kiskojen suojaamiseksi. Kuvan sähköaseman B kiskoja suojataan siis sähköasemien A ja C distanssireleiden avulla.



Kuva 9.4. Distanssireleen suojausjärjestelmän vyöhykkeet. (Haarla)

110 kV sähköasemien suojaamisessa käytetään myös ylivirtarelettä, nollavirtarelettä sekä maasulun suuntarelettä. Ylivirtareleen toimintaperiaate on yksinkertainen, se laukaisee katkaisijan kun virta ylittää asetteluarvon. Nollavirtarele on virtamuuntajien toisio paluupiiriin kytketty ylivirtarele, joka mittaa vaihevirtojen summavirtaa. Maasulun suuntarele on nollavirtarele, joka vikavirran lisäksi mittaa myös vian suunnan nollavirran ja nollajännitteen välisen vaihekulman perusteella. Distanssireleet eivät havaitse suuriresistiivisiä vikoja, kuten linjalle kaatunutta puuta, joten muiden releiden käyttö on välttämätöntä luotettavan suojauksen varmistamiseksi. (Haarla)

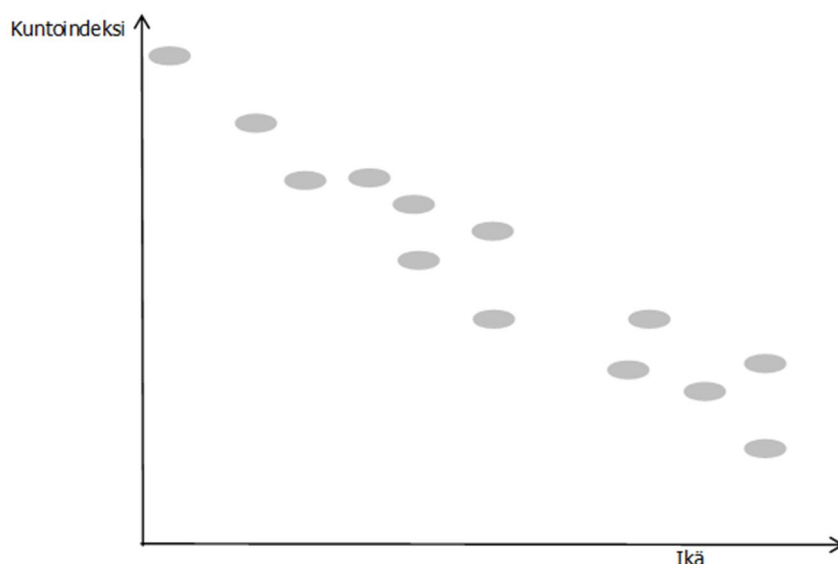
20 kV lähdöt ovat tyypillisesti suojattu ylivirta- ja maasulkureleillä. Lähtöjen varasuojana toimii sähköaseman muuntajan suojaus, joka laukaisee vian viiveellä. Suomessa on tapahtunut 20 kV suojauksen toimintahäiriö, joka johti merkittäviin taloudellisiin tappioihin. 20 kV lähdön suojaus ei toiminut ja muuntajan suojauksen releasettelut olivat väärin tai niissä tapahtui toimintahäiriö. Tämä aiheutti jatkuvan oikosulun syöttämisen

keskijänniteverkkoon, joka aiheutti muun muassa niin suurta tärinää, että johdon päällä olevat katukivet alkoivat liikkua. Tilanteen skenaario on erittäin epätodennäköinen, mutta seurauksiltaan katastrofaalinen. Releiden asetteluihin ja testaamiseen tulisi kiinnittää erityistä huomioita edellä mainitussa skenaariossa.

## 9.2 Kuntoindeksi

### 9.2.1 Periaatteet

Kattavan kokonaiskuvan aikaansaamiseksi tulisi tehdä sähköaseman yksittäisten komponenttien kuntoindeksin arviointi, joiden perusteella koottaisiin koko sähköaseman kuntoindeksi. Kuntoindeksiin vaikuttaa erilaiset painopisteet, kuten komponentin valmistajan luotettavuus, yleiset vikatilastot, yhtiön sisäiset vikatilastot sekä arvioitsijan oma näkemys komponentin luotettavuudesta. Sähköasemien kuntoindeksit voidaan koota kuvan 9.5 mukaisesti yhteen selkeään kuvaan. Sähköasemat ovat uniikkeja, joten pelkkä ikä ei ole hyvä mittari luotettavuuden arvioimiseen. (*Stenstrand*)



Kuva 9.5. Sähköasemien vertailu kuntoindeksin avulla. Harmaat ympyrät kuvaavat sähköasemia.

Kappaleissa 4 ja 6.2 käsiteltiin komponenttien vikatilastojen tulkinnan ongelmia. Kuvan 4.2 mukaan alle 30-vuotiaiden päämuuntajien vikataajuus oli noin 2 prosenttia vuodessa. LE-Sähköverkolla on käytössään 16 päämuuntajaa, joten vikoja tulisi olla keskimäärin noin kolmen vuoden välein jos tilastot olisivat vertailukelpoisia. Kuvan 4.3 mukaan päämuuntajien kriittisten vikojen vikataajuus on noin 0,4 prosenttia vuosittain.

Fingridillä vikataajuuksien arviointi perustuu pitkälti omiin vikatilastoihin (*Stenstrand*). Koska LE-sähköverkolla ei ole riittävän kattavaa omaa vikatilastointia sähköasemien komponenteista, tulisi harkita yhteistyötä Fingridin sekä muiden verkkoyhtiöiden kanssa tiedon jakamisesta. Yleisistä vikataajuustutkimuksista tulisi ottaa huomioon ainakin vikataajuuden kasvun trendi komponentin ikääntyessä. Esimerkiksi päämuuntajien vikataajuus kasvaa merkittävästi 20 käyttövuoden jälkeen, mikäli perushuoltoa ei suoriteta.

LE-Sähköverkossa ei ole systemaattisesti kirjattu ylös yksittäisten komponenttien vikaantumista. Koestuksissa havaitut puutteet löytyvät koestusdokumenteista, mutta näistä ei ole koottu yhteenvetoa. Käytön aikana vikaantuneet komponentit on kirjattu käyttökeskuksen vikailmoituksiin, mikäli tieto on ollut saatavilla.

Kuntoindeksi voidaan pisteyttää taulukon 9.1 mukaisesti. Ikäpisteet lasketaan suoraan teknisen käyttöiän perusteella, jolloin käyttöajan puolella välissä ikäpisteitä tulee 50 (asteikolla 0-100). Komponentin kuntoindeksi saadaan kun ikäpisteistä vähennetään laitearvio. Laitearvio koostuu seuraavista tekijöistä:

- Vikatilastot: Vikatilastojen perusteella voidaan tehdä oletuksia komponentin luotettavuudesta, mutta tilastojen tulkinnan kanssa täytyy olla tarkkana.
- Tekniikan ajantasaisuus: Esimerkiksi sähkömekaaniset releet eivät kykene samaan tarkkuuteen kuin uudet, mikä vaikeuttaa selektiivisyyden toteuttamista.
- Huollettavuus: Komponentti saattaa olla vaikeasti huollettava tai vaatia tiheämpää huoltotiheyttä kuin muut vastaavat komponentit.
- Turvallisuus: Laitteen käyttö tai huolto voi aiheuttaa korostuneen turvallisuusriskin.
- Oma arvio: Sisältää kokemuseräisen tiedon laitteesta.

Pisteytyksessä tulee käyttää omaa harkintaa, mutta yleisesti yhdestä ongelmakohdasta voi antaa 2-5 miinuspistettä. Yksi miinuspiste vähentää laitteen käyttöaikaa yhdellä prosenttiyksiköllä. Laitteelle voi antaa myös positiivisia pisteitä, mikäli sen kunto on poikkeuksellisen hyvä. Laitearvion perustelut tulee kirjata jokaisen komponentin kohdalta ylös.

Taulukko 9.1. Esimerkki kuntoindeksin pisteytyksestä.

Nykyinen vuosi:		2016												
Komponentti	Käyttöönotto	EV		Tekninen käyttöaika	Kaavalla 0<100		Laitearvio	Kaavalla Pitoaikaa jäljellä (v)		Kaavalla Kuntoindeksi	Kaavalla Painotusindeksi			
		Pitoaika			Ikäpisteet						Hinta			
Katkaisija X	1980	40	60		40		-3	4		37	60	2220	Perustelut:	
Virtamuuntaja Y	2005	40	50		78		-5	29		73	10	730	Perustelut:	
Eroin Z	1990	40	60		57		-3	14		54	30	1610	Perustelut:	
								16			100		4560	
											Kuntoindeksi:		55	%
											Ostohinnalla painotettu kuntoindeksi:		46	%
											Pitoaikaa jäljellä keskimäärin:		16	Vuotta

Taulukon perusteella saadaan siis kolme mittaria, joiden perusteella saadaan kokonaiskuva sähköaseman kunnosta:

- Kuntoindeksi: Kertoo keskiarvon sähköaseman komponenttien kunnosta prosentteina. Huomioi myös mahdolliset huonot vikatilastot sekä käytettävyysongelmat.
- Hinnalla painotettu kuntoindeksi: Kuten Kuntoindeksi, mutta painottaa kalliiden komponenttien merkitystä sähköaseman kokonaiskunnossa.
- Jäljellä oleva pitoaika: Kertoo keskiarvon kuinka monta vuotta sähköaseman komponenteilla on Energiaviraston mukaista pitoaikaa jäljellä. Toisin kuin kuntoindeksi, pitoajat eivät voi olla negatiivisia, joten keskiarvo ei anna todellista kuvaa aseman kunnosta. Myöskään vikatilastoja tai komponenttien käytettävyysongelmia ei huomioida.

Koko aseman kuntoindeksi saadaan komponenttien kuntoindeksien keskiarvosta. Kuntoindeksin laskennan yhteydessä voidaan myös laskea kuinka paljon sähköaseman komponenteilla on Energiaviraston mukaista pitoaikaa jäljellä.

Taulukon avulla voidaan myös hahmottaa aseman kunnon kehittymistä ajan myötä nykyistä vuotta vaihtamalla, sillä lähtötietojen syöttämisen jälkeen kaikki laskenta tapahtuu kaavoilla. Tällä työkalulla voidaan siis saavuttaa diplomityön toinen päätavoite, eli sähköasemien omaisuudenhallintaan toimintamalli, jonka perusteella kunnossapito- ja investointipäätöksiä voidaan tehdä tehokkaasti.

### 9.2.2 Tulokset

Vuosi 2016 (nykyhetki)

Kuntoindeksi tehtiin alusta asti tämän työn yhteydessä diplomityöntekijän toimesta. Tärkeinä lähtökohtina indeksille oli helppokäyttöisyys, selkeys ja päivitettävyyys. Indeksi on rakennettu samaan taulukkoon mistä komponenttien nykykäyttöarvoa lasketaan viranomaisille, joten se päivittyy osittain automaattisesti. Tässä kappaleessa esitetään osa kuntoindeksin avulla tehdyistä kuvaajista.

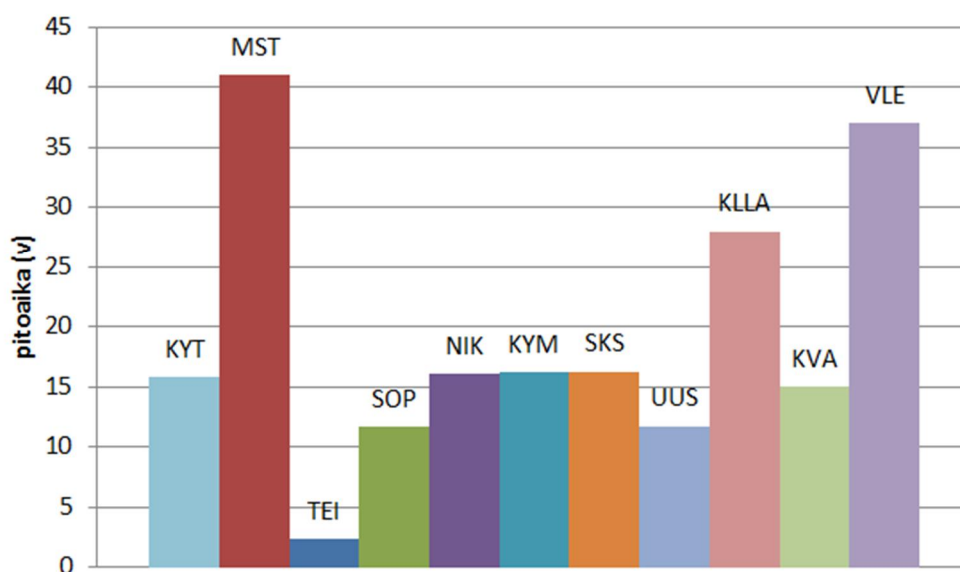
Kuntoindeksejä tarkastellessa on tärkeää huomioida, että kuntoindeksi määräytyy teknisen käyttöajan perusteella. Tämän kappaleen kuntoindekseissä tekniset käyttöajat ovat määritetty taulukon 9.2 perusteella. Diplomityön tekovaiheessa komponenttien laitearvioita ei ole vielä tehty, joten kuntoindeksit ovat täysin verrannollisia komponentin käyttöönottovuoteen.

Taulukko 9.2. Komponenttien tekniset käyttöajat.

Komponenttiryhmä	Tekninen käyttöaika (V)
20/110 kV kaasueristeinen 1-kiskokojeisto	60
20/110 kV Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto	60
110 kV peruskentän suojaus- ja automaatio	35
110 kV lisäkentän suojaus- ja automaatio	35
20 kV peruskentän suojaus- ja automaatio	30
20 kV lisäkentän suojaus- ja automaatio	30

Kuvassa 9.6 on esitetty 110 kV kenttien pitoaikojen keskiarvot tarkasteluvuonna 2016. Kuvasta nähdään kuinka monta vuotta kyseisen aseman komponenteilla on energiaviraston määrittämää pitoaikaa jäljellä. 110 kV kentät käsittää kunkin sähköaseman katkaisijat, erottimet sekä virtamuuntajat.

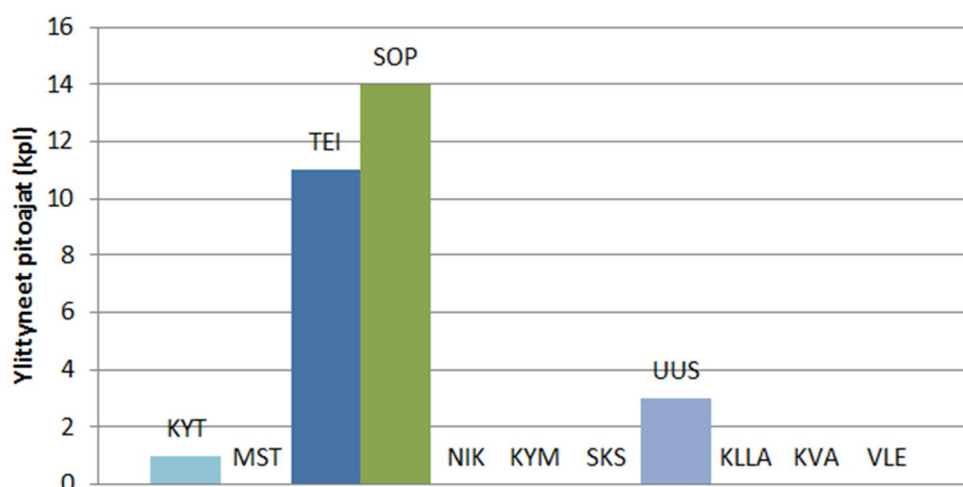
## 110 kV kentät pitoaikojen keskiarvot



Kuva 9.6. 110 kV kenttien pitoaikojen keskiarvot vuonna 2016.

Kuvassa 9.7 on esitetty 110 kV kenttien komponenttien lukumäärä, jotka ovat olleet käytössä pitoaikaa kauemmin tarkasteluvuonna 2016.

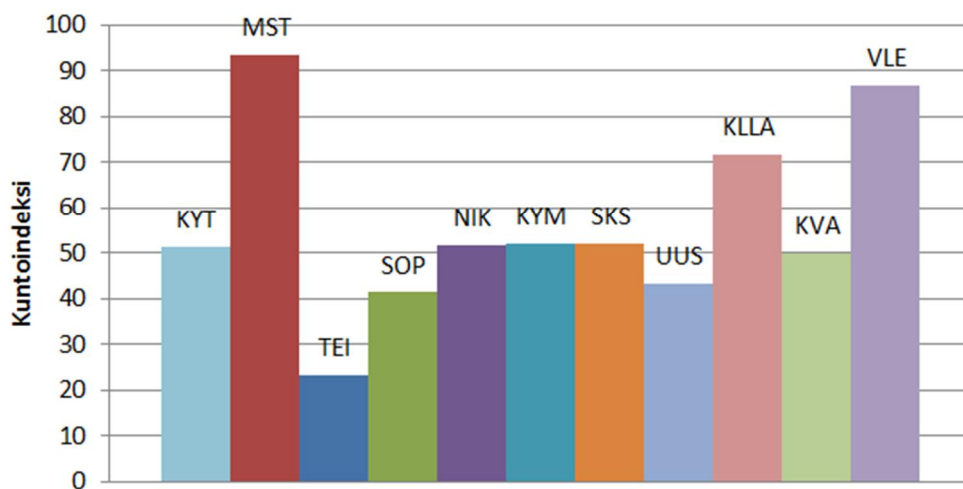
## 110 kV kentät ylittyneet pitoajat



Kuva 9.7. 110 kV kenttien ylittyneet pitoajat vuonna 2016.

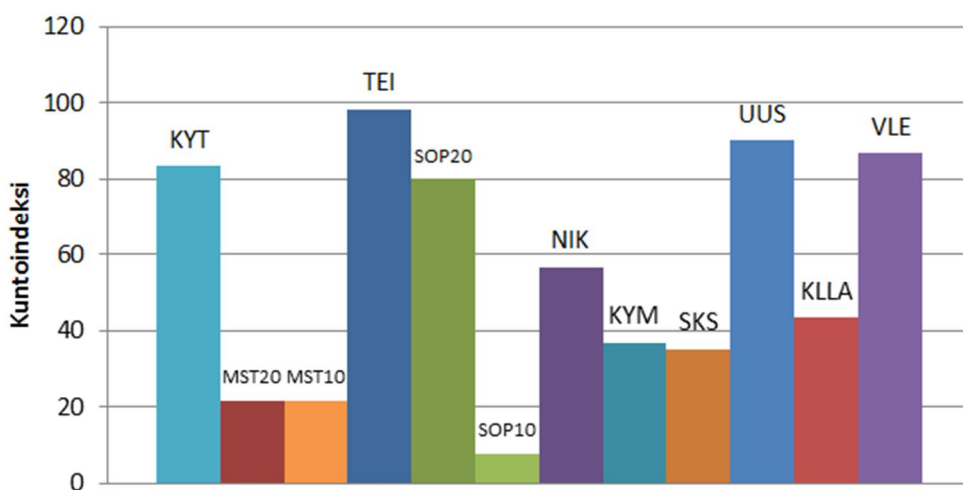
Kuvissa 9.8 ja 9.9 on esitetty 110 kV kenttien ja keskijännitekenttien kuntoindeksit tarkasteluvuonna 2016. Tarkasteluvuonna yhdenkään komponentin kuntoindeksi ei ole negatiivinen. Tämä tarkoittaa, että jokaisella komponentilla on teknistä käyttöaikaa jäljellä.

## 110 kV kentät kuntoindeksit



Kuva 9.8. 110 kV kenttien kuntoindeksit vuonna 2016.

## Keskijännitekentät kuntoindeksit

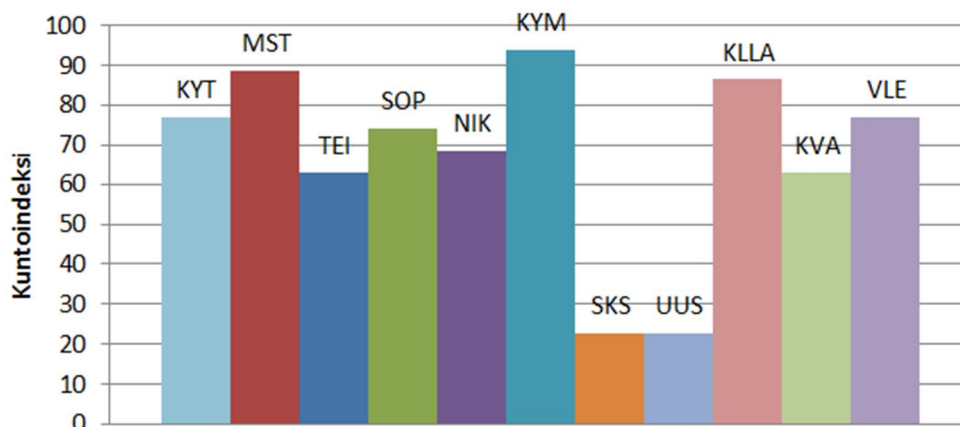


Kuva 9.9. Keskijännitekenttien kuntoindeksit vuonna 2016.

Kuvassa 9.10 on esitetty 110 kV peruskenttien suojauksen kuntoindeksit ja taulukossa 9.3 on esitetty sähköasemien suojauksen yhteenveto tarkasteluvuonna 2016.



## 110 kV peruskentän suojauksen kuntoindeksit



Kuva 9.10. 110 kV peruskenttien suojauksen kuntoindeksit vuonna 2016.

Taulukko 9.3. Sähköasemien suojauksen yhteenveto vuonna 2016.

	Pitoaika jäljellä (v)	Kuntoindeksi	Pitoaika ylittynyt (kpl)	Kuntoindeksi negatiivinen (kpl)
110 kV suojaus peruskenttä	14	67	2	0
110 kV suojaus lisäkenttä	15	70	6	1
20 kV suojaus peruskenttä	11	61	1	1
20 kV suojaus lisäkenttä	9	40	29	29

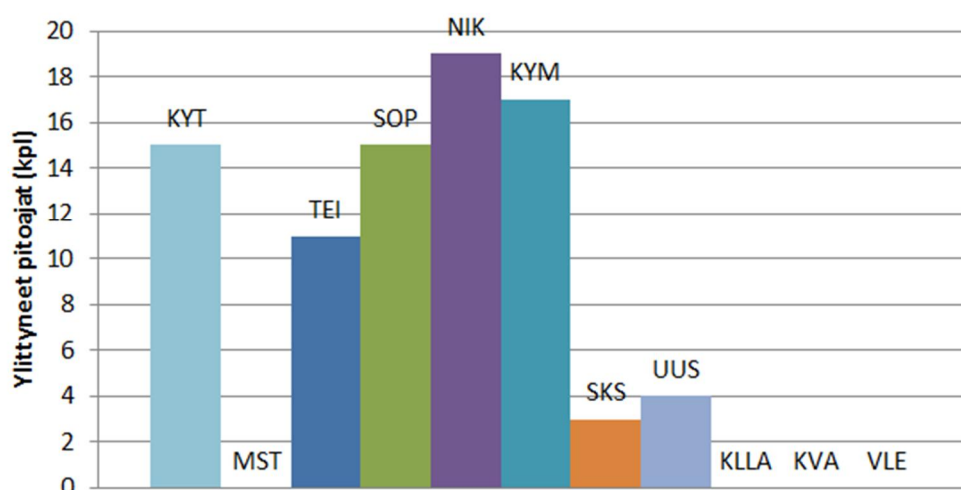
Vuosi 2026 (10 vuoden kuluttua)

Tulevaisuuden kuntoindeksin avulla nähdään missä kunnossa komponentit ovat, mikäli korjausinvestointeja ei tehdä. Tarkasteluvuonna 2026 yhdenkään 110 kV kentän komponentin kuntoindeksi ei ole negatiivinen. Tämä tarkoittaa, että kaikilla sähköasemien 110 kV kentän komponenteilla on vähintään 10 vuotta teknistä käyttöaikaa jäljellä.

Kuvassa 9.11 on esitetty 110 kV kenttien komponenttien lukumäärä, jotka ovat olleet käytössä pitoaika kauemmin tarkasteluvuonna 2026. Pitoajan ylityksiä tulee 10 vuoden kuluessa merkittävästi lisää erityisesti Kytölään, Nikkilään ja Kymijärveen. Teivaanmäen lukema ei kasva, sillä lähes kaikkien komponenttien pitoaika oli loppunut jo tarkasteluvuonna 2016.



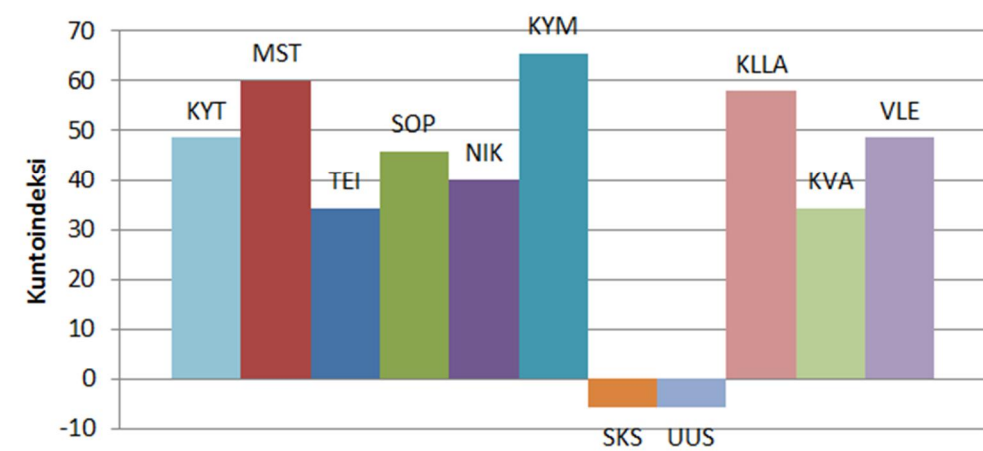
## 110 kV kentät ylittyneet pitoajat



Kuva 9.11. 110 kV kenttien ylittyneet pitoajat vuonna 2026.

Kuvassa 9.12 on esitetty 110 kV peruskenttien suojauksen kuntoindeksit ja taulukossa 9.4 on esitetty sähköasemien suojauksen yhteenveto tarkasteluvuonna 2026.

## 110 kV peruskentän suojauksen kuntoindeksit



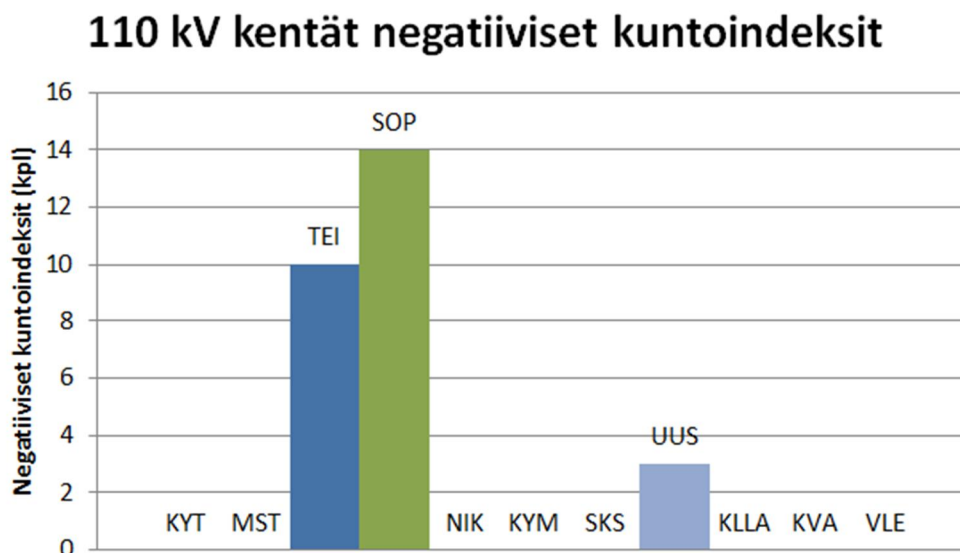
Kuva 9.12. 110 kV peruskenttien suojauksen kuntoindeksit vuonna 2026.

Taulukko 9.4. Sähköasemien suojauksen yhteenveto vuonna 2026.

	Pitoaikaa jäljellä (v)	Kuntoindeksi	Pitoaika ylittynyt (kpl)	Kuntoindeksi negatiivinen (kpl)
110 kV suojaus peruskenttä	6	38	2	2
110 kV suojaus lisäkenttä	7	41	6	6
20 kV suojaus peruskenttä	2	27	5	1
20 kV suojaus lisäkenttä	2	6	86	29

Vuosi 2028 (12 vuoden kuluttua)

Kuvassa 9.13 on esitetty 110 kV kenttien negatiivisten kuntoindeksien määrä tarkasteluvuonna 2028. Kuvasta huomataan, että vuosi 2028 on kriittinen Sopenkorven ja Teivaanmäen asemien kohdalla, sillä vuonna 2026 näillä asemilla ei ollut yhtään negatiivista kuntoindeksiä.



Kuva 9.13. 110 kV kenttien negatiiviset kuntoindeksit vuonna 2028.

### Tulosten analysointi

20 kV suojauksen kuntoindeksin keskiarvoa laskevat Sopenkorven ja Mustakallion sähkömekaaniset releet, joiden käyttöaika on lähes kaksinkertainen tekniseen käyttöaikaan verrattuna. Kyseiset releet ovat kuitenkin sähkömekaanisia, joihin ei voida soveltaa samaa teknistä käyttöaika kuin moderneihin releisiin. Teknisen käyttöajan pituus on määrittelykysymys, johon ei ole olemassa yhtä oikeaa vastausta. Tulosten vertailun kannalta olennaista kuitenkin on, että kaikilla saman ryhmän komponenteilla olisi yhtä pitkät tekniset käyttöajat.

Jäljellä oleva keskimääräinen pitoaika ei anna realistista kuvaa sähköaseman kunnosta, sillä pitoaika ei voi olla negatiivinen. Jäljellä olevien pitoaikojen perusteella voidaan sen sijaan nähdä nopeasti kuinka monta laitevuotta komponentteja menisi kiertoon, mikäli koko sähköasema uusittaisiin.

Tulevia investointeja ovat varsinkin seuraavat kohteet:

- Teivaanmäki 110 kV kenttä
- Sopenkorpi 110 kV kenttä
- Sopenkorpi 10 kV kenttä ja sen suojaus
- Salpakankaan ja Uudenkylän 110 kV suojauksen perus- ja lisäkentät
- Mustakallion 10 & 20 kV kentät ja niiden suojaus
- Uusikylä 110 kV kenttä.

## 9.3 Omaisuudenhallintasuunnitelmat

### 9.3.1 Sähköasemien periaatteet

LE-Sähköverkon sähköasemien omaisuudenhallinnan käytännöt ovat pääosin samantyyppiset jokaisella asemalla, joten yleiset periaatteet voidaan määrittää koskemaan jokaista sähköasemaa. Yleisiä periaatteita ovat esimerkiksi seuraavat asiat:

- vastuiden jakaminen
- kuukausikierroksella kerättävät tiedot sekä niiden käsittely
- päämuuntajien elinkaaren määrittäminen
- komponenttien huollon ja testauksen tiheys sekä näiden yhteydessä kerättävien tietojen käsittely
- mittalaitteiden kalibrointikäytännöt
- sähköasemalla työskentelevien henkilöiden ammattitaidon varmistaminen *kyseistä* tehtävää varten
- piirustusten ajantasaisuus
- investoinnin kriteerit ja suunnitelmat
- havaittujen vikojen ja puutteiden dokumentointi
- riskien hallinta.

Omaisuudenhallintasuunnitelmissa tulee noudattaa Plan, Do, Check, Act -periaatetta. Tehtyjen suunnitelmien toimivuus tulee siis tarkistaa käyttöönoton jälkeen ja tehdä muutoksia tarvittaessa. Jokaiselle toimintaperiaatteelle tulee määrittää vastuhenkilö, että töiden koordinointi selkiintyisi.

#### Vastuiden jakaminen

Kaikkiin sähköasemien kunnossapitoon vaadittaviin tehtäviin tulee asettaa vastuhenkilöt. Näitä tehtäviä ovat esimerkiksi varaosien riittävyyden varmistaminen sekä kuukausikierroksella kerättävien tietojen käsittely.

#### Kuukausikierros

Sähköasemilla suoritetaan kuukausittain tarkastuskierros, jossa varmistetaan näkö ja kuulohavainnoin sekä tarkistusmittauksin sähköasemien toimintavarmuus ja turvallisuus. Huomiota kiinnitetään aitojen, porttien, kiinteistöjen ja sähköjakeluun liittyvien kojeiden kuntoon. Kierroksella kerättävät tiedot on eritelty yksityiskohtaisesti LE-Sähköverkon sähköasemien kuukausikierroslomakkeessa (*Liite 2*).

#### Päämuuntajien elinkaari

LE-Sähköverkon päämuuntajat noudattavat tyypillistä elinkaarta. Perushuolto toteutetaan noin 25–30 vuoden iässä ja muuntaja vaihdetaan noin 55–60 vuoden iässä. Perushuolto lisää regulaation määrittämää pitoaikaa 15 vuotta (*Rautiainen*). Päämuuntajaan liittyviä riskejä voidaan vähentää asentamalla vuosihuollon yhteydessä muuntajan

kuntoa mittaava analysaattori. Asennus on taloudellisesti kannattava, mikäli analysaattorin tuloksia osataan tulkita oikein (*Piironen s.88*).

Oikosulut ovat riski ikääntyneille päämuuntajille. Riski on suuri varsinkin varasuojan laukeamisen jälkeen, sillä niissä oikosulun kesto on pidempi kuin normaalissa laukaisussa. Kuntoanalysaattorista on hyötyä varsinkin näiden tilanteiden yhteydessä. (*Lehtonen Matti*)

### Komponenttien huolto- ja tarkastustiheys

LE-Sähköverkon sähköasemilla noudatetaan yhtiön yleistä huolto- ja kunnossapitosuunnitelmaa, jossa on eritelty kunkin komponentin huolto- ja tarkastustiheydet. Esimerkiksi itsevalvoville releille määritetty koestustiheys on kuusi vuotta ja sähkömekaanisille releille kolme vuotta.

Mikko Pirosen diplomityössä esitettiin, että Vantaan Energia Sähköverkkojen ei olisi taloudellisesti kannattavaa jatkaa itsevalvonnalla varustettujen releiden koestusta kuuden vuoden välein. Laskenta perustui kuitenkin KAH-arvoon, mutta pääsuojauksen ja varasuojaukseen toimimattomuus aiheuttaa myös merkittäviä laiterikkoja. LE-Sähköverkon koestusten tiheyttä tulee kuitenkin punnita, mikäli tarkastuksien vikataajuus on erittäin pieni ja releiden itsevalvonta on luotettavaa.

### Mittalaitteiden kalibrointi

Asentajien yleismittarit sekä eristysvastusmittarit tulee kalibroida säännöllisin välein. Näiden laitteiden kalibrointi voidaan suorittaa yhtiön sisäisesti, mutta suurempaa tarkkuutta vaativat mittarit, kuten analysaattori, täytyy lähettää kalibroitavaksi ammattiliikkeeseen.

Sähköaseman mittalaitteiden kalibrointi ei ole välttämätöntä, sillä pienet heitot mittauksissa eivät vaikuta niiden toimintaan merkittävästi. Mittausten riittävä toimivuus varmistetaan koestusten yhteydessä.

### Ammattitaidon varmistaminen

Aliurakoitsijan pätevyysien auditointiin komponenttien huollon osalta ei ole toistaiseksi suurta tarvetta, sillä sähköasemien kunnossapito on ollut pitkään saman yhtiön hoidossa, jonka palvelun laadussa ei ole ollut moitteita (*Lehtonen Jukka*). Auditoinnissa on myös se ongelma, että LE-Sähköverkon henkilökunnalla ei ole riittävästi kompetenssia tehdä auditointia itse (*Rautiainen*). Auditointi pitäisi siis suorittaa ulkopuolisen tahon välityksellä tai vaihtaa palveluntoimittajaa toimintatapojen vertailemiseksi.

Auditoinnissa on myös kysymys luottamuksesta palvelun toimittajaan. Yksi hienovarainen ja halpa lähestymistapa ongelmaan on pyytää aliurakoitsijaa itse osoittamaan, että työntekijöiden ammattitaito on varmistettu. Kuinka aliurakoitsija pystyy varmistamaan, että työntekijät tekevät asiat oikein? Mahdolliset laatuvirheet saattavat paljastua useiden vuosien viiveellä tai ei välttämättä koskaan.

Päivystävien mestareiden tulisi olla perehtynyt sähköasemiin vähintään päällisin puolin. Mestaripäivien yhteydessä tulisi tehdä vika- ja vaikutusanalyyssejä tyypillisistä vikaskenaarioista.

### Piirustusten ajantasaisuus

Tavoitteena on, että kaikki kuvat sähköasemista olisivat ajan tasalla. On tärkeää, että varsinkin sähköasemalla on viimeisin versio kuvista. Mikäli kuvista löydetään virheitä, nämä virheet täytyy saattaa kuvista vastaavan henkilön tietoisuuteen.

### Investoinnin kriteerit ja suunnitelmat

LES:n sähköasemat ovat uniikkeja, joten yleistä investointiperiaatetta ei voida tehdä. Investointipäätökset tulee tehdä komponenttien iän, aseman kriittisyyden, kokemuksen ja kuntoindeksin perusteella. Kuntoindeksin avulla nähdään helposti kuinka monella komponentilla on pitoaikaa jäljellä. Tämän perusteella voidaan tehdä päätöksiä kokonaisen sähköaseman uusimisesta yksittäisten komponenttien sijaan.

Investointipäätöksissä tulee huomioida, että 110 kV viat alkavat vaikuttaa KAH-arvoon vuodesta 2020 alkaen.

### Havaittujen vikojen ja puutteiden dokumentointi

Havaitut viat, puutteet ja riskit tulee dokumentoida, vaikka ne korjattaisiin välittömästi. Tämä auttaa vikojen analysoinnissa, mikäli myöhemmin ilmenee vastaava vika. Vähäpätöiset puutteet, jotka korjataan välittömästi, voidaan kuitenkin jättää dokumentoimatta. Myös uusien investointien tai korjaustoimenpiteiden yhteydessä havaitut laatuviat tulee dokumentoida.

Havaintojen dokumentointi voidaan tehdä Excel-työkirjan avulla. Aktiiviset havainnot ovat ensimmäisellä välilehdellä ja käsitellyt havainnot ovat muilla välilehdillä sähköasemittain lajiteltuna. Havaituista puutteista voidaan tehdä merkintä kuntoindeksiin kyseisen komponentin kohdalle, jolloin sen kuntoarvion pistearvo laskee.

### Riskien hallinta

Sähköasemiin liittyvien riskien minimoimiseksi yhtiön tulisi varmistaa ainakin seuraavien asioiden toteutuminen:

- varaosien riittävyys
- N-1 – periaatteen toteutuminen kaikissa olosuhteissa
- puutteiden ja riskihavaintojen asiallinen käsittely
- erittäin harvinaisten vikaskenaarioiden ja yhteisvikojen analysointi.

Kiskokatkaisija on potentiaalinen komponentti yhteisvikaan sähköasemilla, joissa on kaksi kiskoa. Komponentti ei kuitenkaan ole kriittinen, sillä sen toimimattomuus ei aiheuta välitöntä katkoriskiä. Vain kiskokatkaisijan oiko- tai maasulku katkaisijan ollessa

kiinni aiheuttaisi katkon molempiin kiskoihin. Yhteisvikojen tutkiminen on olennaisempaa aseman varasuojan, omakäytösähkön ja viestiyhteyksien osalta.

Erittäin harvinaisten vikaskenaarioiden analysointi on monesti laiminlyöty organisaatioissa. Kaikista epätodennäköisimpiin tapahtumiin varaudutaan tyypillisesti kaikista heikoimmin, vaikka niiden tappion odotusarvo olisi yhtä suuri kuin tavanomaisten riskien (Salo). Seuraavassa kappaleessa on laskettu esimerkki erittäin harvinaisen vian todennäköisyydestä.

### 9.3.2 20 kV suojauksen toimintariski

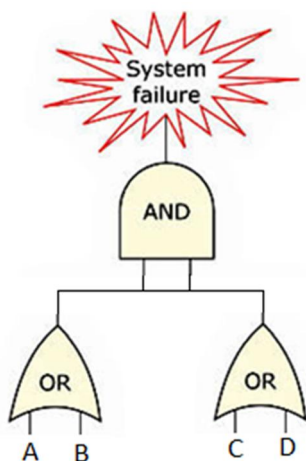
Yksittäisen lähdön riskin todennäköisyys

Suojauksen toimimattomuus on arvioitu LE-Sähköverkossa kriittiseksi riskiksi. Käytännössä tämä tarkoittaa esimerkiksi tilannetta, jossa lähdön pää- ja varasuoja eivät toimi oikosulun sattuessa. Tässä kappaleessa on laskettu todennäköisyys, jolla tämä tapahtuu Kalliolan sähköasemalla. Laskennan teoria on esitetty kappaleessa 3.2.

Kappaleessa 4.2 on esitetty kotimaisia vikatilastoja 20 kV ja 110 kV komponenteista. Helenin ja Enston vikatilastoja verratessa täytyy huomioda, että esimerkiksi Enston tilastossa on mukana kaikki ohjauslaitteiden katkoon johtaneet viat (kuten inhimilliset erheet), kun Helenillä on todennäköisesti vain releiden toimintaan liittyviä vikoja. Enston tilastojen ohjauslaitteiden vikataajuus on noin kymmenkertainen Helenin releiden vakavien vikojen vikataajuuteen verrattuna.

Seuraavassa laskentaesimerkissä on haettu kompromissi vikataajuuksista. Katkaisijoiden vikatiheydeksi on arvioitu 0,0016 ja releiden vikatiheydeksi 0,0013. Releiden vikatiheydestä on arvioimalla poistettu ohjausvirheet ja turhat laukaisut, sillä laskennan tarkoituksena on tutkia tilannetta, jossa järjestelmän suojaus ei laukaise teknisestä syystä.

Kuvassa 9.14 on esitetty esimerkki sähköaseman 20 kV suojauksen vikapuusta. Järjestelmässä pääsuojana on käytössä lähdön suoja ja varasuojana muuntajan katkaisija. Suojaus ei toimi mikäli lähdön rele A TAI lähdön katkaisija B eivät toimi JA varasuojan rele C TAI katkaisija D eivät toimi.



Kuva 9.14 Sähköaseman yhden 20 kV lähdön suojauksen vikapu.

Edellä annetuilla vikatiheyksillä järjestelmän vikataajuudeksi voidaan laskea:

$$T = P(\text{pääsuoja}) * P(\text{varasuoja})$$

$$T = [P(A) \mid \mid P(B)] * [P(C) \mid \mid P(D)]$$

$$T = (0,0016+0,0013-0,0016*0,0013)^2$$

$$T = (0,002898)^2$$

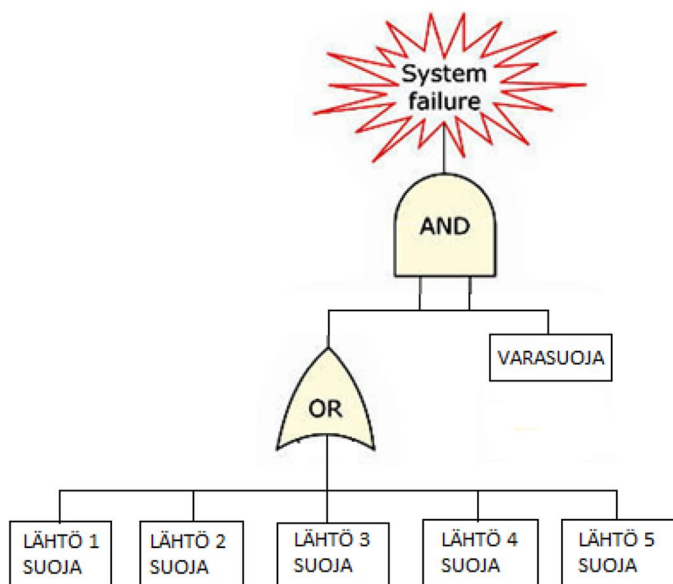
$$T = 0,000\ 0084$$

Yhden lähdön suojausjärjestelmän vikataajuudeksi saatiin siis 0,000 0084, eli 0,00084 %.

### Sähköaseman riskin todennäköisyys

LE-Sähköverkon sähköasemilla 20 kV lähtöjen oikosulkuvikojen pääsuojana toimii kaksiportainen ylivirtarele ja varasuojana viiveellä laukaiseva päämuuntajan ylivirtarele. Lisäksi lähellä sähköasemaa tapahtuvien vikojen toisena varasuojana saattaa toimia 20 kV kiskon varasuoja, mikäli vian oikosulkuvirta on riittävän suuri. Pääperiaatteena kuitenkin on, että lähtöjen oikosulkusuojaus on kahden suojausjärjestelmän varassa. (Heinonen)

Pää- ja varasuojan (rele + katkaisija) vikataajuudet laskettiin edellä, jossa kummankin arvoksi saatiin 0,002898. Luvut ovat yhtä suuret, sillä komponenttien vikataajuudet on oletettu samaksi. Yhden lähdön vikataajuudeksi laskettiin 0,000 0084. Kuvassa 9.15 on esitetty Kalliolan 20 kV suojauksen vikapuu.



Kuva 9.15. Kalliolan 20 kV suojauksen vikapuu.

Koska alkutapahtuma, eli oikosulku, koskettaa pääsääntöisesti vain yhtä lähtöä kerrallaan, vikaantumistodennäköisyyden laskeminen on yksinkertaista. Kalliolan lähdöissä tapahtuu noin 20 oikosulkua vuodessa. Koska lähdöt ovat laskennassa identtisiä keske-

nään, koko aseman suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys saadaan kun yksittäisen lähdön vikataajuus kerrotaan oikosulkujen määrällä:

$$T = 0,000\ 0084 * 20 \text{ oikosulkua}$$

$$T = 0,000\ 168 = 0,0168 \%$$

Suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys on siis hyvin pieni. Lisäksi Kalliolassa on vain ilmajohtoverkkoa, joten alkutapahtumien (oikosulkujen) todennäköisyys on huomattavasti suurempi kuin maakaapeloidussa sähköasemassa. Toisaalta keskijännitelähtöjä on vain viisi, kun LE-Sähköverkon sähköasemien keskimääräinen lähtöjen määrä on lähellä kymmentä. Oikosulkujen määrä laskennassa on alakanttiin, sillä viakeselvitysten yhteydessä samasta viasta voi tulla useita oikosulkua samalle lähdölle.

Lasketaan vielä todennäköisyys tilanteessa, jossa vian oikosulkuvirta on pienempi kuin varasuojan asetusarvo. Tällöin lähdön hännillä tapahtuvan vian oikosulkusuojaus olisi pelkän pääsuojan varassa. Tilanteen vikapuu on tällöin yksinkertainen:



Kuva 9.16. Pääsuojan vikapuu.

Lasketaan suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys:

$$T = P(\text{katkaisija}) \mid \mid P(\text{rele})$$

$$T = 0,0016 + 0,0013 - 0,0016 * 0,0013$$

$$T = 0,002898$$

Jos lähtö on ilmajohtoverkkoa, voidaan olettaa, että vuodessa tapahtuu vähintään yksi oikosulku verkon hännillä. Suojauksen toimimattomuuden todennäköisyydeksi saadaan siis  $0,002898 * 1 \text{ vika} = 0,29 \%$ .

Mikäli varasuoja ei ole käytettävissä yksittäisen lähdön suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys on siis 0,29 %. Mikäli käytettävissä on pää- ja varasuojat, yksittäisen lähdön suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys on 0,000 84 %.

#### Toteutuneen riskin seuraukset

Mikäli oikosulkusuojaus ei toimi vian alkaessa, oikosulkuvirtaa syötetään niin kauan kunnes käyttökeskus katkaisee syötön tai joku komponenteista sulaa poikki. Oikosulkuvirta aiheuttaa hälytyksen käyttökeskukseen, jonka reagointiaika tilanteeseen vaihtelee voimakkaasti. Katastrofaalisessa tilanteessa käyttökeskus ei havaitisi vikaa tai katkaisijoita ei pystyittäisi ohjaamaan auki.



Energiamarkkinaviranomaisen vian kustannukset olivat vuonna 2015 seuraavat:

$$Vika (kpl): \quad 1,33 \text{ €} / kW$$

$$Vika (h): \quad 13,31 \text{ €} / kWh$$

Suojauksen toimimattomuuden kustannuksia täytyy verrata tilanteeseen, jossa suojaus toimii. Oletetaan, että suojauksen toimimattomuus aiheuttaa 10 minuuttia pidemmän katkon kuin tilanne, jossa suojaus toimii. Molemmissa vian kappalehinta on sama, joten sitä ei tarvitse huomioida. 10 minuutin katkon KAH-arvoksi saadaan:

$$Kalliola, Arkiomaan lähdön 10 minuutin katko = 261 kWh$$

$$KAH (10 \text{ min}) = 13,31 \text{ €} / kWh * 261 kWh = 3473,91 \text{ €}$$

Kappaleessa 5 on käsitelty KAH-arvon vaikutusta yhtiön tulokseen. KAH-arvo voi olla moninkertainen, mikäli jatkuva oikosulkuvirta sulattaa komponentteja kriittisistä paikoista vaikeuttaen sähköjen takaisinkytkentää. Todennäköisesti suurimmat kustannukset tulevat kuitenkin verkon komponentteihin tulevasta vauriosta. Jatkuva oikosulkuvirta voi rikkoa jopa päämuuntajan. On tosin mahdollista, että jatkuvan oikosulun aikana ensimmäisenä sulaa vian aiheuttaja, jolloin oikosulku sammuu itsestään.

Taulukossa 9.5 on laskettu muutamalla kustannusarvolla riskin odotusarvoja. Todennäköisyys 0,000 168 on edellä laskettu Kalliolan suojauksen vikataajuus. Todennäköisyys 0,002 898 on edellä laskettu tilanne, jossa on käytössä vain pääsuoja.

Taulukko 9.5. Riskin vuosittainen odotusarvo.

<b>Toteutuneen riskin kustannus (€)</b>	<b>Todennäköisyys</b>	<b>Vuosittainen odotusarvo (€)</b>
1 000 000	0.000168	168
500 000	0.000168	84
100 000	0.000168	17
1 000 000	0.002898	2898
500 000	0.002898	1449
100 000	0.002898	290

Jos riskin vuosittainen odotusarvo olisi 290 € ja riskin poistavan suojalaitteen käyttöikä olisi 40 vuotta, suojalaitteen hinta saisi olla korkeintaan 11 600 €. Lasku on yksinkertaistettu versio, sillä 40 vuoden investoinnit ja riskin kustannukset täytyy diskontata tähän hetkeen.

### Tulosten analysointi

Suomen sähköverkossa on noin 750–850 alueverkon sähköasemaa. Oletetaan, että keskimääräinen oikosulkujen määrä on pienempi kuin avojohtoverkkoa sisältävässä Kalliolassa. Lasketaan erittäin karkea arvio Suomen keskijänniteverkon suojauksen toimimattomuuden tiheydestä:

$$T = 0,000\ 0084 * 10 \text{ vikaa} * 800 \text{ sähköasemaa}$$

$$T = 0,0672$$

Keskijänniteverkon suojaukseen tulisi siis toimintahäiriö Suomen sähköasemilla keskimäärin 15 vuoden välein, mikä on hyvin realistinen skenaario.

Suojauksen toimimattomuuden kustannuksia ei voida laskea perinteisesti pelkkää KAH-arvoa käyttäen, sillä jatkuvan oikosulkuvirran syöttäminen verkkoon aiheuttaa myös merkittävää vahinkoa laitteistoille. Laitteistojen uusimisen yhteydessä tulisi punnita kolmatta suojausjärjestelmää oikosulkujen varalle, kuten valokaarisuojausta. Lisäksi tulee huomioida, että varasuojan toimivuus on suojausjärjestelmän kriittisin osuus, sillä jokaista pääsuojaa suojaa sama varasuoja. Releet koestetaan kuuden vuoden välein, joten varasuoja saattaa olla toimintakyvytön lähes kuuden vuoden ajan ilman että asiasta tiedetään (jos itsevalvonta ei hälytä).

Lasketut todennäköisyydet perustuvat arvioihin releiden ja katkaisijoiden vikataajuuksista. Olennaisinta on ymmärtää, että varasuojauksen katkaisija ja rele ovat keskijänniteverkon suojauksen kriittisimmät komponentit. Näiden kunnossapitoon ja testaukseen tulee kiinnittää erityistä huomiota. Mikäli varasuojaus ei toimi, suojauksen toimimattomuuden todennäköisyys kasvaa koko asemalla noin 350 kertaiseksi. Pääsuojan toimintahäiriö vaikuttaa vain kyseisen lähdön suojaukseen.

Lisäksi erityistä huomiota täytyy kiinnittää niiden lähtöjen suojaukseen, joiden alhaisin oikosulkuvirta on pienempi kuin varasuojauksen asetteluarvo. Näiden lähtöjen suojaus on siis vain yhden järjestelmän varassa, joten ne ovat erittäin haavoittuvaisia.

## 10 Muut potentiaaliset toimintatavat

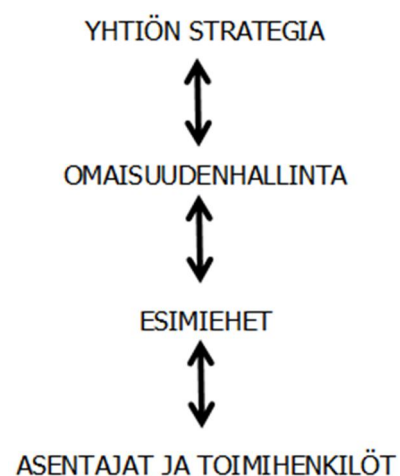
### 10.1 Aloite- ja riskirekisteri

Olennaisinta hyvän omaisuudenhallinnan kannalta on yhtiön johdon määrittelemät selkeät tavoitteet. Käytännön toimenpiteet järjestelmän luomiseksi tulisi kuitenkin tehdä yhteistyössä henkilöstön kanssa. Työntekijöiden kykyyn tuottaa innovaatioita, löytää riskitekijöitä ja tehdä aloitteita tulee luottaa. Esimerkiksi Toyotan menestys on perustunut työntekijöiden vetämiin jatkuviin laatu- ja kehityshankkeisiin. Toyotalla uskotaan "tavallisten" työntekijöiden kykyyn ratkaista ongelmia. Tuotantovuonna 2005 yrityksessä tehtiin pelkästään Japanin tehtailla 540 000 käsiteltyä työntekijäaloitetta. (Hamel)

LE-konsernilla on käytössään valmiit työkalut aloitteiden systemaattista käsittelyä varten eHR-järjestelmässä. Aloitteiden määrä on jäänyt vaatimattomaksi ja niiden käsittelyajat ovat pitkiä. Järjestelmä on tuttu kaikille työntekijöille, sillä sen kautta tehdään tulospalkkioon vaikuttavat työturvallisuusilmoitukset. Omaisuudenhallinnan kehitysideat ja potentiaaliset riskit sähköverkolla voitaisiin kirjata tähän järjestelmään. Valmis toimintamalli olisi helppo ajaa sisään työntekijöille. Aloitteiden tekemiseen ja riskien kirjaamiseen tulisi kannustaa henkilökuntaa säännöllisin välein ja kaikki kirjaukset tulisi käsitellä asiallisesti ja suhteellisen nopeasti. Mikäli työntekijät kokevat, ettei aloitteita käsitellä huolella, into niiden tekemiseen hiipuu ajan mittaan.

Myös pikapalkkiojärjestelmää tulisi pitää yllä, että työntekijöiden oma-aloitteisuus palkittaisiin ilman byrokraattista aloite- ja riskirekisteriä. Suuremmissa organisaatioissa on yleensä paljon pieniä ongelmia, jotka eivät kuulu oikeastaan kenenkään vastuulle. Omiin työtehtäviin kuulumattomien ongelmien oma-aloitteisesta ratkaisusta tulisi antaa vähintään nimellisiä pikapalkkioita. Monesti arvostuksen tunne on rahaa suurempi motivaatio.

Tiedon tulisi kulkea yhtiön sisällä molempiin suuntiin. Kuvassa 10.1 on esitetty esimerkki yhtiön omaisuudenhallinnan informaatioketjusta. Yhtiön ylimmän johdon muodostama strategia ohjaa omaisuudenhallintaa, joka taas ohjaa esimiesten ja heidän alaistensa toimintaa. Työntekijöiden havainnot ja aloitteet pitäisi vuorostaan saattaa omaisuudenhallinnasta vastaavien henkilöiden sekä ylimmän johdon tietoisuuteen.



Kuva 10.1. Omaisuudenhallinnan informaatioketju.

Tiedon kulussa tulisi huomioida myös aliurakoitsijat. Heidän turvallisuushavainnot ja aloitteet voitaisiin kirjata esimerkiksi Nordsafety-järjestelmän kautta. Nordsafety on käytössä ainakin Fingridissä sekä Eleniassa. Elenian aliurakoitsijoiden kokemusten mukaan järjestelmä on hyvä ja helppokäyttöinen (*Carrillo*). LE-Sähköverkko voisi myös tutkia mahdollisuutta käyttää olemassa olevaa eHR-järjestelmää aliurakoitsijoiden turvallisuus- ja riskihavaintojen tekemiseen.

Aliurakoitsijat voisivat ilmoittaa kehityskohteista myös vapaamuotoisesti sähköpostilla, jonka jälkeen yhtiön valitsema yhteyshenkilö toimittaa aloitteet oikeiden henkilöiden käsiteltäväksi. Mahdollisten palkkioiden maksamisesta tulisi sopia aliurakoitsijan kanssa niin, että järjestelmästä tulisi mahdollisimman vähän byrokraattinen. Palkkioita ei tietenkään tulisi maksaa esimerkiksi linjojen tarkastukseen kuuluvista havainnoista, jotka kuuluvat asentajan tehtävänkuvaan.

## 10.2 Muutoksen johtaminen

Muutoksen johtaminen on olennainen osa hyvää johtamiskulttuuria. Varsinkin omaisuudenhallinnan muutoksista, jotka koskettavat alaisten työskentelytapoja, tulisi keskustella ja kehittää yhteistyössä heidän kanssaan. Johtajan tehtävät muutostilanteessa ovat viestiä henkilöstölle muutoksen tarpeesta, esitellä uusi toimintatapa ja varmistaa, että työntekijät sitoutuvat uusin arvoihin ja strategioihin (*Peltonen*).

LE-Sähköverkko on vanha yhtiö, jonka henkilökunta on ollut keskimäärin varsin pitkään talossa. Vanhoissa yhtiöissä syntyy ajan mittaan tiettyjä rutiineja ja toimintamalleja, joita voi olla myöhemmin vaikea kitkeä pois. Vanhat uskomukset sitovat organisaation jäseniä niin vahvasti, että kukaan ei välttämättä tajua, että asioita voisi tehdä toisinkin (*Hamel*). Muutoksen läpiviemisessä voidaan käyttää hyväksi John Kotterin muutosjohtamisen kahdeksaa askelta:

- Tuo esille muutoksen välttämättömyys ja kiireellisyys.
- Muodosta muutosta johtava tiimi, jolla on tarpeeksi valtaa.
- Luo visio, joka auttaa ohjaamaan muutosta oikeaan suuntaan.
- Viesti uutta visiota ja käytä johtoryhmää esimerkkinä.
- Poista muutosta estävät rakenteet ja kannusta ihmisiä uudentyypiseen ajatteluun.
- Etsi ja kehitä aktiivisesti hankkeita, joista saadaan nopeasti positiivisia tuloksia.
- Pidä muutos käynnissä kehittämällä visiota tukevia rakenteita ja valitsemalla oikeita henkilöitä avaintehtäviin.
- Istuta muutos osaksi yrityskulttuuria varmistamalla uuden toimintatavan asema organisaation mieltämänä menestystekijänä. (*Kauhanen*)

Muutoksia tehdessä tulee kuitenkin huomioida muutosta vastustavien kommentit. Esimerkiksi dokumenttien sähköinen täyttäminen ei välttämättä tehosta toimintaa, jos työntekijä ei hallitse tietotekniikan perusteita.

## 10.3 Kannustimien hyödyntäminen

Innovaatiokannustin

Omaisuudenhallinnan standardoinnin aiheuttamia kustannuksia ei todennäköisesti pystytä sisällyttämään innovaatiokannustimeen. Energiaviraston 5.2.2016 julkaisemassa dokumentissa sanotaan seuraavaa (Liite 1):

*”Innovaatiokannustimessa hyväksyttävillä t&k-kustannuksilla tarkoitetaan sellaista hankkeista aiheutuneita kustannuksia, jotka liittyvät suoraan toimialalle uuden tiedon, teknologian ja tuotteiden synnyttämiseen. Siten toimialalla jo tunnettujen teknologioiden ja tuotteiden tutkimuksen ja implementoinnin kustannuksia ei katsota innovaatiokannustimessa hyväksyttäviksi t&k-kustannuksiksi, vaikka teknologiat tai tuotteet olisivat yksittäisen yhtiön näkökulmasta uusia.”*

Toisaalta Energiaviraston dokumentissa sanotaan myös näin (Liite 1):

*”Käytössä olevien teknologioiden ja tuotteiden päivittämiseen liittyviä projekteja voidaan pitää innovaatiokannustimeen hyväksyttävin tutkimus- ja kehityshankkeina vain silloin, jos toiminta tähtää alkuperäistä olennaisesti parempaan teknologiaan ja tuotteeseen.”*

*”Esimerkiksi opiskelijoiden opinnäytetöistä aiheutuvat henkilöstökulut ovat sisällytettävissä innovaatiokannustimeen.”*

Voidaan siis tulkita, että standardin soveltamisesta yrityksen toimintamalliin ei voida sisällyttää innovaatiokannustimeen, mutta standardin kehittämisen kustannuksia voisi. Tämän diplomityön aiheuttamien kustannusten sisällyttämistä kannustimeen tulee siis harkita, sillä työssä tutkitaan standardin sopivuutta keskikokoiseen sähkönjakelu-yhtiöön. Diplomityö on lisäksi julkinen, joten se on myös muiden verkkoyhtiöiden hyödynnettävissä.

#### Investointien kannustimet

Investointien yhteydessä tulee selvittää mahdollisuus kannustimien hyödyntämiseen. Laatu-kannustimen merkitys kasvaa vuodesta 2020 alkaen, sillä sen jälkeen myös 110-kV viat vaikuttavat KAH-arvoon.

Investointikannustimen avulla yhtiö voi saada kompensatiota siitä, että joutuu poistamaan komponentteja käytöstä, joilla on vielä pitoaikaa jäljellä:

*”Kun pitoaika on valittu oikein, niin investointikannustimen tasapoisto mahdollistaa ja kattaa keskimäärin kaikki tarvittavat korvausinvestoinnit, mukaan lukien myös ennenaikaiset korvausinvestoinnit. Toisin sanoen investointikannustin mahdollistaa verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvon täysimääräisen poiston. Pitoajan ylittäneille komponenteille saa tasapoistoa samassa suhteessa kuin jäätösarvoa on ollut niillä komponenteilla, jotka on vastaavasti purettu ennen pitoaikojen saavuttamista. Näin ollen kannustin ottaa huomioon myös toimitusvarmuutta parantavia ennenaikaisia korvausinvestointeja ja mahdollistaa toimitusvarmuuskriteerien saavuttamiseksi tehtäviä ennenaikaisia korvausinvestointeja siltä osin, kun verkonhaltija on pystynyt nämä ennakoimaan pitoaikaa neljännelle valvontajaksolle valitessaan.” (Energiavirasto s.64)*

Sähköaseman normaaleja investointeja ei voida tällä hetkellä saada kannustimien piiriin muuten kuin välillisesti parantuneen toimitusvarmuuden avulla (*Nikkanen*). Esi-merkiksi toimitusvarmuuskannustin koskee vain seuraavia komponenttiryhmiä:

- *20 kV ilmajohdot*
- *20 kV ilmajohtoverkon erottimet ja katkaisija*
- *20 / 0,4 kV ilmajohtoverkon pylväsmuuntamot*
- *0,4 kV ilmajohdot. (Energiavirasto s.98)*

## 11 Työn ydinkohdat

### OmaisuuDENhallinta (kappale 2)

Systemaattisesta omaisuudenhallinnasta saadaan erityisesti seuraavia hyötyjä:

- asioiden järjestelmällinen ja systemaattinen toiminta helpottuu
- riskien hallinta kehittyy
- systemaattinen dokumentointi lisääntyy
- laadun varmistaminen parantuu
- osaaminen varmistuu
- kestäväN kehityksen mukainen toiminta paranee
- kehityskohteiden löytäminen helpottuu
- yhtiön mielikuva sidosryhmien silmissä paranee.

### Riskien hallinta (kappale 3)

Riskinhallintatoimenpiteisiin tulee ryhtyä, mikäli riskin tappion odotusarvo on suurempi kuin riskin poistamisen kustannus. Riskejä voidaan analysoida esimerkiksi riskimatriisin, vika- ja vaikutusanalyysin, tapahtumapuun tai vikapuun avulla. Olennaisinta riskien hallinnassa on vikatilastojen oikea tulkinta sekä järjestelmän kriittisten komponenttien löytäminen.

### Komponenttien luotettavuus (kappale 4)

Sähköverkon komponenttien luotettavuus noudattaa perinteisesti kylpyammekäyrää. Komponentti tulisi huoltaa tai vaihtaa juuri ennen kuin vikataajuus alkaa kasvaa, mutta tämän pisteen löytäminen on yleensä vaikeaa.

Luotettavuuden arvioimiseen tarvitaan luotettavaa dataa komponenttien vikataajuuksista. LE-Sähköverkolla on käytävissään liian vähän dataa oman verkon komponenttien vioista, joten vikataajuudet täytyy sovittaa muiden yhtiöiden tilastoista. Tämä aiheuttaa ongelmia, sillä muiden tilastojen tulkitseminen on monesti haastavaa. Viat voi olla määritelty eri tavoilla, samanmalliset komponentit saattavat olla tekniikaltaan hieman erilaisia tai komponenttiryhmän keski-ikä saattaa olla hyvin erilainen yhtiöiden välillä.

Entson tilastojen mukaan katkaisijoiden ohjainlaitteilla on huomattavasti suurempi vikataajuus kuin itse katkaisijoilla. Erityisesti inhimilliset erheet aiheuttavat paljon vikoja ohjainlaitteissa. Riskinhallintatoimenpiteet tulisi siis kohdistaa ohjainlaitteiden tekniikkaan sekä niitä käyttävien henkilöiden koulutukseen. Uusien monimutkaisten releiden osalta releasetteluihin on syytä kiinnittää erityistä huomiota.

### Regulaatio (kappale 5)

Sähköverkkoyhtiöiden nostamaa tuottoa säädellään regulaation avulla. Ylituottojen periminen ei ole mahdollista pitkällä aikavälillä, sillä ne täytyy kompensoida tulevilla valvontajaksoissa.

Kohtuullinen tuotto lasketaan sähköverkon oikaistun jälleenhankinta-arvon ja viranomaisten määrittelemän kohtuullisen tuottoasteen perusteella. Toteutunut oikaistu tulos saadaan kun korjatusta liikevoitosta tai liiketappiosta vähennetään kannustimien vaikutus. Tällä hetkellä käytössä ovat investointi-, laatu-, tehostamis-, innovaatio-, ja toimitusvarmuuskannustimet. Kohtuullista tuottoa verrataan toteutuneeseen oikaistun tulokseen, jonka perusteella saadaan vuosittainen ali- tai ylijäämä.

Sähköverkon investoinneissa tulee huomioida Energiaviraston määrittelemät komponenttien pitoajat. Ennenaikaiset investoinnit pudottavat verkon arvoa ellei investointia saada kompensoitua kannustimien kautta. Verkon arvon putoamisen seurauksena yhtiö voi periä pienempää tuottoa.

#### Nykyiset toimintatavat (kappale 6)

Riskejä on arvioitu lähinnä ylemmällä tasolla laajaa kokonaisuutta ajatellen. Yksityiskohtaisempia riskiarvioita on tehty, mutta niitä ei ole välttämättä dokumentoitu. Suurimpina riskeinä sähköverkon kannalta ovat poikkeukselliset ilmasto-olosuhteet sekä suojausten toimintahäiriöt. Sähköasemien tietoliikenneyhteyksien riskejä on vähennetty huomattavasti viimeisen kymmenen vuoden aikana yhteyksien kahdentamisen myötä, joten niiden riskitaso on riittävän matala tällä hetkellä.

LE-Sähköverkko on pieni organisaatio, joten yhtiön työntekijöiden riskihavainnot, laatu- ja viat tulevat helposti asiaa käsittelevien henkilöiden tietoisuuteen. Aliurakoitsijoiden ilmoituksille ei ole olemassa tällä hetkellä järjestelmää. Tehtyjä toimenpiteitä tai keskeneräisiä töitä ei dokumentoida systemaattisesti.

Omaisuuksien hallinnan itsearvioinnissa havaittiin samoja puutteita kuin muilla standardiin siirtyneillä sähköverkkoyhtiöillä. Erityisesti riskien hallinnassa ja dokumentoinnissa on kehitettävää.

#### Standardin käyttöönotto (kappale 7)

Kappaleessa 7 on tiivistetty standardien ISO 55001 ja ISO 55002 olennaisimpia kohtia. Monet standardeissa mainitut periaatteet ovat jo tällä hetkellä käytössä LE-Sähköverkossa, mutta näistä periaatteista ei ole kirjallisia ohjeistuksia. Pienessä organisaatiossa standardin vaatimukset toteutuvat osittain automaattisesti. Esimerkiksi tieto kulkee helposti työntekijältä asiasta vastaavalle henkilölle ja vastuiden jakaminen on yksinkertaisempaa.

LE-Sähköverkolla on etunaan työntekijöiden pitkät urat yhtiössä, joka on vähentänyt dokumentaation tarvetta. Riskikohteet, kehitysmahdollisuudet ja laatu- ja viat tulevat helposti asiaa käsittelevien henkilöiden tietoisuuteen. Tämä on samalla myös suuri riskitekijä, sillä avainhenkilön poistuminen työyhteisöstä aiheuttaisi merkittävän tietovajauksen.



## OmaisuuDENhallinnan ensiaskeleet (kappale 8)

Systemaattisen omaisuudenhallinnan toteuttaminen voidaan aloittaa seuraavasti:

- 1) **Politiikka:** Yhtiö luo omaisuudenhallintapolitiikan, josta selviää periaatteet, joiden mukaan organisaatio aikoo soveltaa omaisuudenhallintaa saavuttaakseen organisaation tavoitteet.
- 2) **Tavoitteet:** Omaisuudenhallinnan tavoitteet asetetaan niin, että ne ovat tarkkoja, mitattavissa olevia, saavutettavissa olevia, realistisia ja aikaan sidottuja.
- 3) **Strategia:** Strateginen omaisuudenhallintasuunnitelma määrittää toiminnan yleiset periaatteet.
- 4) **Suunnitelmat:** Omaisuusryhmille tulisi tehdä suunnitelmat, jotka määrittelevät yleiset periaatteet sekä mahdollisesti yksityiskohtaiset ohjeet toimenpiteistä.
- 5) **Riskit:** Yhtiön tulisi määrittää toimenpiteet, joilla riskien arviointi, dokumentointi ja käsittely muuttuvat systemaattiseksi.

## Sähköasemien omaisuudenhallinta (kappale 9)

Sähköasemien omaisuudenhallintaa varten kehitettiin kuntoindeksi, jonka avulla nähdään nopeasti kokonaiskuva. Indeksissä on kolme mittaria: kuntoindeksi, hinnalla painotettu kuntoindeksi sekä jäljellä oleva pitoaika. Pisteytys määräytyy vahvasti komponentin iän perusteella, sillä komponenttikohtaisia laitearvioita ei ole vielä merkittävässä määrin tehty. Kuntoindeksin tulosten perusteella tulevaisuuden investointipaiheet kohdistuvat Teivaanmäen, Sopenkorven, Mustankallion ja Uudenkylän asemiin.

Omaisuudenhallintasuunnitelma määrittelee tietyille omaisuusryhmälle sen kunnossapidon edellyttämät toiminnot, resurssit ja aikataulut. Suunnitelman tulee noudattaa Plan, Do, Check, Act -periaatetta. Toimintaperiaatteiden toimivuutta tulee siis valvoa ja tehdä tarvittaessa muutoksia.

Sähköasemien 20 kV lähtöjen varasuojat on keskijänniteverkon suojauksen kriittisin komponentti. Varasuojan vioittuminen nostaa Kalliolan aseman suojauksen toiminnan riskiä noin 350 kertaiseksi. Pääsuojan vioittuminen vaikuttaa vain yhteen lähtöön, joten sen vioittumisen seuraukset ovat huomattavasti pienemmät koko aseman kannalta. Erityistä huomiota täytyy kiinnittää niiden lähtöjen suojaukseen, joiden alhaisin oikosulkuvirta on pienempi kuin varasuojauksen asetteluarvo.

## Aloite- ja riskirekisteri (kappale 10.1)

Omaisuudenhallinnan kannalta on tärkeää, että tieto siirtyy työntekijätasolta organisaation huipulle ja myös toisinpäin. Turvallisuusilmoitukset, aloitteet, laatu-poikkeamat ja riskihavainnot tulee dokumentoida ja käsitellä asiallisesti. Myös aliurakoitsijoille täytyisi tehdä järjestelmä tiedon siirtymisen varmistamiseksi ja helpottamiseksi.

Tuottavien aloitteiden, hyvien havaintojen, poikkeuksellisen hyvin hoidettujen työtehtävien ja omiin työtehtäviin kuulumattomiin töiden hoitamisesta tulisi maksaa ajoittain

palkkioita. Taloudellisen motivaation lisäksi tämä nostaisi työntekijöiden arvostuksen ja työn merkitsevyyden tunnetta.

## 12 Parannusehdotukset

### Omaisuu denhallinta

Kappaleissa 7-9 on esitetty periaatteita ja malleja millaista yhtiön omaisuudenhallinta voisi olla. Osa periaatteista on sellaisia, joiden pitäisi olla itsestäänselvyyksiä jokaiselle työntekijälle; onnistuneen omaisuudenhallinnan tärkein ominaisuus onkin asenne. Uusien järjestelmien ja toimintamallien lanseeraaminen on hyödytöntä, mikäli henkilökunta ei koe niitä tarpeelliseksi. Tämän vuoksi johdon sitoutuminen omaisuudenhallinnan periaatteisiin on tärkeää. Periaatteista ja toimintamalleista tulisi muistuttaa henkilökuntaa säännöllisin väliajoin. Henkilökunnan palautetta pitää kuitenkin kuunnella huolellisesti, sillä osa toimintamalleista voi todella olla tarpeettomia. Asiat toimivat käytännössä yleensä eri tavalla kuin ohjeistuksissa.

Hyvänä tavoitteena olisi jos työntekijät noudattaisivat omaisuudenhallinnan periaatteita ilman, että he ajattelisivat tekevänsä niin. Asioita ei siis tehtäisi sen vuoksi tietyllä tavalla, että yhtiön ohjeistus niin sanoo, vaan toimintamallin järkevyyden vuoksi.

### Riskien hallinta

Yhtiön tulisi noudattaa kappaleessa 8 määritettyjä riskien hallinnan periaatteita. Riskejä olisi syytä tutkia myös omaisuusryhmittäin vika- ja vaikutusanalyysin sekä vikapuiden avulla. Erilaisia riskiskenaarioita tulisi analysoida ja dokumentoida. Komponenttien vikaantumisen todennäköisyyksien ja vikapuuanalyysin avulla saadaan suuntaa antavat arviot järjestelmien luotettavuudesta. Riskianalyysien perusteella voidaan tehdä investointipäätöksiä järjestelmän toiminnan parantamiseksi.

Entso-E:n tilastojen mukaan releillä on huomattavasti suurempi vikataajuus kuin katkaisijoilla ja releiden viat johtuvat usein inhimillisistä erheistä. Releiden toimintaan ja oikeanlaiseen käyttöön tulisi siis käyttää korostettua huomiota. Inhimillisten erheiden riski on suurimmillaan kun käyttöön otetaan uusia releitä, joten uusien releiden asetteluun on varattava riittävästi resursseja. Yleisesti ottaen yhtiön relesuojaamisosaamista tulisi lisätä (*Rautiainen*).

Sähköasemien 20 kV lähtöjen varasuoja on suojauksen kannalta kriittisin komponentti ja sen toimintaan tulee kiinnittää eniten huomiota. Niiden lähtöjen osalta, jotka ovat osittain pelkän pääsuojan varassa, tulisi laskea toteutuneen riskin odotusarvot. Mikäli lähdön hännillä on paljon vikoja vuosittain tai lähdössä on paljon asiakkaita, varasuojan tulisi toimia kaikilla oikosulkuvirran arvoilla.

### Tiedon siirtyminen ja aloitteet

LE-Sähköverkon sisäinen tieto kulkeutuu suullisesti suhteellisen helposti organisaation pienuuden vuoksi. Kirjalliset ilmoitukset ovat kuitenkin myös tärkeitä, että asia dokumentoituu ja sen toteutumisesta voidaan seurata. Olemassa olevaan eHR-järjestelmään voidaan kirjata ehdotuksia sekä turvallisuushavaintoja. Järjestelmään voitaisiin kirjata myös havaitut laatupoikkeamat ja potentiaaliset riskikohteet. Olennaista on, että

omaisuudenhallintaan liittyvät ilmoitukset tapahtuvat jo olemassa olevan järjestelmän avulla, jolloin ilmoitusten tekemisen kynnys madaltuu.

Ilmoituksista, aloitteista ja omiin työtehtäviin kuulumattomista töistä tulisi maksaa pikapalkkioita, mikäli niiden avulla yhtiön turvallisuus paranee tai taloudellinen hyöty suurenee. Erityisesti oma-aloitteisuuden palkitseminen ja huomioiminen motivoi avaintyöntekijöitä.

Aliurakoitsijoiden turvallisuusilmoituksille, aloitteille ja riskihavainnoille ei ole tällä hetkellä järjestelmää. Näitä ilmoituksia varten tulisi ottaa käyttöön Nordsafety-järjestelmä tai laajentaa eHR-järjestelmä aliurakoitsijoiden käyttöön. Myös pikapalkkioiden maksamista aliurakoitsijoille tulisi harkita. Mikäli sähköinen järjestelmä koetaan hankalaksi toteuttaa, ilmoitukset voisi toteuttaa esimerkiksi sähköpostitse valitulle yhteyshenkilölle. Tärkeintä on, että aliurakoitsijoiden työntekijät kokevat LE-Sähköverkon arvostavan heidän kykyään tuottaa ratkaisuja ja löytää ongelmakohteita.

Sosiaalisen median yritys Instagram maksoi 10-vuotiaalle suomalaispojalle 10 000 dollarin palkkion hänen löytämänsä haavoittuvuuden vuoksi. Yhtiö sai teollaan ilmaista positiivista mainosta lehdistön välityksellä ja samalla kannusti muitakin löytämään tietoturvapuutteita sivuiltaan. LE-Sähköverkko voisi tehdä vastaavasti ja maksaa pieniä palkkioita asiakkaiden merkittävistä havainnoista. Huhtikuussa 2016 20-kV erottimen eristimet hajosivat aiheuttaen usean tunnin katkon asiakkaille. Lähellä asuva asiakas oli kuullut erottimesta epänormaalia surinaa jo pitkän aikaa, mutta ei ollut ilmoittanut asiasta. Tietoisuus palkkion mahdollisuudesta motivoi ihmisiä ja samalla kertoo heille, että verkkoa koskevat ilmoitukset ovat tärkeitä LE-Sähköverkolle.

Yhtiön tulisi luoda asiakirja, johon dokumentoidaan verkon omaisuuteen liittyviä ilmoituksia ja niille tehtyjä toimenpiteitä. Asiakirjan täyttäminen ja ylläpitäminen olisi verkon omaisuudesta vastaavien toimihenkilöiden ja esimiesten vastuulla.

## Olennaisimmat toimintamallit

Seuraavat toimintamallit ovat olennaisimpia LE-Sähköverkon kannalta:

- Yhtiö sitoutuu standardin mukaiseen toimintaan niiltä osin kuin ne tuottavat enemmän hyötyä kuin kuluttavat resursseja. (kappale 7)
- OmaisuuDENhallintaan luodaan yleiset periaatteet, strategia ja tavoitteet. Jokaiselle omaisuusryhmälle tehdään omaisuudenhallintasuunnitelmat. (kappale 8)
- Investointipäätöksissä käytetään hyväksi sähköasemien omaisuuden kuntoindeksiä. Indeksien tietokantaa pidetään ajan tasalla ja sen tarkoituksenmukaisuus tarkistetaan muutaman vuoden välein. (kappale 9.2)
- Otetaan käyttöön Nordsafety tai vastaava järjestelmä aliurakoitsijoiden havaintojen ja ideoiden kirjaamiseen. (kappale 10.1)
- Havainnot, riskit ja laatu-poikkeamat dokumentoidaan. Toimintamalli tulisi ottaa käyttöön sähköasemien lisäksi myös jakeluverkossa. (kappale 9.3.1)
- Projektien riskit tulee kartoittaa ja dokumentoida, että tieto siirtyy työvaiheesta toiseen. (kappale 8, askel 5)

Käyttöön otettavien toimintamallien tarkoituksenmukaisuus tulee tarkistaa kun niiden käytöstä saadaan riittävästi kokemusta. Epäkäytännölliset toimintamallit lopetetaan tai niitä kehitetään paremmiksi. Käytännölliseksi havaituista toimintamalleista täytyy muistuttaa kaikkia työntekijöistä, jotka ovat osallisia mallin toimintaan. Hyvät toimintamallit voidaan kopioida yhtiön muihin osa-alueisiin tai koko konserniin.

#### Muita huomioita

Regulaatio on monopoliyhtiön kilpailija, markkina sekä toimintaympäristön säätelijä. Sen syvällistä osaamista tulisi lisätä yhtiössä niin, että asian hallitsisi useampi työntekijä.

Yhtiön tulisi kiinnittää huomiota puutteisiin ja kehityshankkeisiin, jotka eivät ole kiireellisiä. Nämä saattavat unohtua ellei niitä dokumentoida asiallisesti. Dokumentointiin voitaisiin käyttää samaa taulukkoa kuin sähköaseman havaintoihin, jolloin kaikki havainnot ja keskeneräiset työt löytyisivät samasta työkirjasta.

## Lähdeluettelo

- Carrillo Heidi, Elenia Oy, prosessiasiantuntija, palaveri 21.3.2016.
- Energiavirasto, Valvontamenetelmät-dokumentti, 30.11.2015. Saatavissa:  
[https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite\\_2\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936](https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936)
- Ensto-E, Nordic and Baltic grid disturbance statistics 2014, Saatavissa:  
[http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/S%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuus/2015/HVAC%202014%20Report%20DISTAC\\_2015\\_10\\_21\\_FINAL.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/S%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuus/2015/HVAC%202014%20Report%20DISTAC_2015_10_21_FINAL.pdf)
- Gaia Consulting Oy, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, loppuraportti 18.9.2014.
- Haarla Liisa, Aalto-yliopisto, Sähkösiirtojärjestelmät 2 luennot 1-2, 2015.
- Hamel Gary, "Johtamisen tulevaisuus", 2007.
- Haveri Petteri, "Kaupunkisähköaseman elinkaaren hallinta", TKK diplomityö, 2006.
- Heinonen Pasi, LE-Sähköverkko Oy, käyttöpäällikkö, keskustelut 2016.
- Kauhanen Juhani, Aalto-yliopisto, Johtamisen perusteet-opetuskalvot, 2016.
- Lehtonen Jukka, LE-Sähköverkko Oy, kunnossapitoinsinööri, keskustelut 2016.
- Lehtonen Matti, Aalto-yliopisto, ohjauskeskustelut 2016.
- Maasalo Tuomas, Fingrid Oyj, Kehityspäällikkö, keskustelut 2016.
- Maasalo Tuomas, "Verkkoyhtiön omaisuudenhallinta PAS 55 näkökulmasta", LUT diplomityö, 2009.
- Modarres Mohammad, "Risk Analysis in Engineerig; Techniques, Tools, and Trends", 2006.
- Nikkanen Arto, LE-Sähköverkko Oy, Toimitusjohtaja, ohjauskeskustelut 2016.
- Palola Jussi, "Dynamic scenario modelling in electricity distribution system asset management", Aalto-yliopisto väitöskirja, 2014.
- Peltonen Tuomo, "Johtaminen ja organisointi; teemoja näkökulmia ja haasteita", 2007.
- Pesonen Matti, "20 kV ilmajohtoverkon maakaapeloinnin vaikutus maasulkusuojaukseen ja loistehotaseeseen", LUT diplomityö 2015.
- Piironen Mikko, "Sähköasemien kunnossapitoprosessin kehittäminen", Aalto-yliopisto diplomityö 2015
- Rautiainen Antti, LE-Sähköverkko Oy, Verkkopäällikkö, ohjauskeskustelut 2016.
- Saira Matti, LE-Sähköverkko Oy, järjestelmäasiantuntija, keskustelut 2016.
- Salo Ahti, Aalto-yliopisto, Riskianalyysi luennot, 2016.
- SAM-ohjeet, IAM-kotisivut, Saatavissa: <https://theiam.org/products-and-services/Self-Assessment-Methodology>
- SFS-ISO 55000 -standardi 2014.
- SFS-ISO 55001 -standardi 2014.
- SFS-ISO 55002 -standardi 2014.
- Stenstrand Marcus, Fingrid Oyj, Verkkopäällikkö, keskustelut 2016.
- Tavoitteet ja riippuvuudet-esitysmateriaali, LE-Sähköverkko Oy 2016.
- Verkkotoimikunta 17.6.2015, Fingrid. Viitattu 12.2.2016.  
[http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Verkkotoimikunta/2015/17.6.2015/Fingrid%20ajankohtaiset\\_Kunnonhallinta%20ja%20GIS-](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Verkkotoimikunta/2015/17.6.2015/Fingrid%20ajankohtaiset_Kunnonhallinta%20ja%20GIS-)

*k%C3%A4yt%C3%A4nn%C3%B6t\_Kuusela%20ja%20Helander\_17062015%20esitykset.pdf*

*Verkkotoimikunta 22–23.9.2015, Fingrid. Viitattu 5.1.2016.*

*[http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Verkkotoimikunta/2015/22.9.2015/Verkkotoimikunta%2022-23.92015\\_esitysmateriaali.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Verkkotoimikunta/2015/22.9.2015/Verkkotoimikunta%2022-23.92015_esitysmateriaali.pdf)*

*Verkon rakennetiedot, Energiaviraston dokumentti LE-Sähköverkon omaisuudesta.*

*Verkostostrategia 2030, LE-Sähköverkko Oy 2012.*

## Liitteet

- Liite 1 Innovaatiokannustimessa hyväksyttävät t&k-kustannukset.
- Liite 2 Nikkilän sähköaseman kuukausikierroslomake.



# LIITE 1: INNOVAATIOKANNUSTIMESSA HYVÄKSYTTÄVÄT T&K-KUSTANNUKSET

## INNOVAATIOKANNUSTIMESSA HYVÄKSYTTÄVÄT TUTKIMUS- JA KEHITYSKUSTANNUKSET SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN 4. JA 5. VALVONTAJAKSOLLA JA MAAKAASUVERKKOTOIMINNAN 3. JA 4. VALVONTAJAKSOLLA

Innovaatiokannustin sisältyy yhtenä menetelmänä sähkönjakelu- ja kantaverkko-toiminnan sekä maakaasunjakelu- ja siirtoverkkotoiminnan valvontamenetelmiin. Tämän ohjeen tarkoituksena on selventää sitä, millaisten hankkeiden tutkimus- ja kehityskustannuksia on mahdollista sisällyttää innovaatiokannustimeen.

Innovaatiokannustimessa hyväksyttävillä tutkimus- ja kehityskustannuksilla tarkoitetaan sellaisista hankkeista aiheutuneita kustannuksia, jotka liittyvät suoraan **toimialalle uuden** tiedon, teknologian ja tuotteiden synnyttämiseen. Siten toimialalla jo tunnettujen teknologioiden ja tuotteiden tutkimuksen ja implementoinnin kustannuksia ei katsota innovaatiokannustimessa hyväksyttäväksi tutkimus- ja kehityskustannuksiksi, vaikka teknologiat tai tuotteet olisivat yksittäisen yhtiön näkökulmasta sille uusia.

Verkonhaltijan **verkkotoiminnan** eriytettyyn tuloslaskelmaan kuluksi kirjatut tutkimus- ja kehityskustannukset hyväksytään osaksi innovaatiokannustinta siten, että oikaistun tuloksen laskennassa kohtuullisiksi katsottuina tutkimus- ja kehityskustannuksia käsitellään enintään yhtä prosenttia vastaava osuus verkonhaltijan eriytetyn tuloslaskelman verkkotoiminnan liikevaihdosta. Aktivoituja tutkimus ja kehityskustannuksia ei hyväksytä mukaan innovaatiokannustimen laskentaan.

Innovaatiokannustimen vaikutus täsmäytetään **valvontajaksoittain**. Tällöin kohtuullisiksi tutkimus- ja kehityskustannuksiksi katsotaan enintään yhtä prosenttia vastaava osuus valvontajakson aikana kertyneistä eriytettyjen tuloslaskelmien mukaisista verkkotoiminnan liikevaihdoista. Siten hyväksyttävien tutkimus- ja kehityskustannusten määrä voi yksittäisenä vuotena ylittää tai alittaa 1 prosentin osuuden verkkotoiminnan liikevaihdosta.

### Tutkimus- ja kehityshankkeet

Innovaatiokannustimeen sisällytettävien tutkimus- ja kehityshankkeiden kustannusten on liityttävä suoraan toimialalle uuden tiedon, teknologian tai tuotteiden synnyttämiseen verkkotoiminnassa. Tällaisia ovat esimerkiksi verkon älykkäisiin ratkaisuihin liittyvät pilottihakkeet. Olemassa olevien järjestelmien ylläpitoprojek-teja Energiavirasto ei pidä innovaatiokannustimeen sisällytettävänä hankkeina.

Käytössä olevien teknologioiden ja tuotteiden päivittämiseen liittyviä projekteja voidaan pitää innovaatiokannustimeen hyväksyttävänä tutkimus- ja kehityshankkeina vain silloin, jos toiminta tähtää alkuperäistä olennaisesti parempaan teknologiaan tai tuotteeseen.



5.2.2016

Innovaatiokannustimeen hyväksyttävänä hankkeina ei pidetä esimerkiksi investointi- tai rahoitussuunnittelua, lakisääteisten kehittämissuunnitelmien laatintaa, tariffilaskentaa ja -suunnittelua, tavanomaista verkostosuunnittelua tai valvontamenetelmien soveltamisen liittyviä hankkeita.

#### **T&K-kustannukset**

Suoraan tutkimus- ja kehityshankkeista aiheutuneet, uuden tiedon hankkimiseen, uuteen tekniikkaan tutustumiseen ja käyttöönottoon tai uusien sovellusten kehitykseen liittyvät kustannukset kuten ulkopuoliset selvitykset ja tutkimukset, välittömästi hankkeesta aiheutuneet matkakustannukset, osallistumismaksut ja henkilöstökulut ovat hyväksyttävissä innovaatiokannustimen tutkimus- ja kehityskustannuksiksi. Ennen hankkeiden aloitusta on suositeltavaa tiedustella Energiavirastolta, voidaanko hankkeen kustannukset hyväksyä osaksi innovaatiokannustinta.

Innovaatiokannustimeen sisällytettävänä tutkimus- ja kehityskustannuksina Energiavirasto ei pidä esimerkiksi sellaisia kustannuksia, jotka eivät suoraan aiheudu yhtiön tutkimus- ja kehityshankkeista kuten henkilöstön yleiset koulutuskustannukset tai henkilöstön tutustumismatkojen matkakustannukset. Myöskään aktivoitujen kehityskustannusten poistoja tai korkokuluja ei hyväksytä innovaatiokannustimeen.

Henkilöstökustannusten osalta innovaatiokannustimeen voidaan sisällyttää suoraan edellä mainituille hyväksyttävälle tutkimus- ja kehityshankkeille kohdistettavissa olevat yhtiön omat henkilöstökulut. Tällöin yhtiön oman työn osuus kustannuksista on kyettävä osoittamaan selvästi. Esimerkiksi opiskelijoiden opinnäytetöistä aiheutuvat henkilöstökulut ovat sisällytettävissä innovaatiokannustimeen. Opinnäytetyönä suoritettavan tutkimus- ja kehitystoiminnan on liityttävä suoraan verkkotoiminnan tutkimukseen edellisissä kappaleissa mainituin edellytyksin.

Innovaatiokannustimen tutkimus- ja kehityskustannukset eritellään eriytetyissä tilinpäätöksissä bruttoperiaatteella, ilman tutkimus- ja kehitystoimintoihin saatuja avustuksia. Tutkimus- ja kehitystoimintoihin saadut avustukset esitetään verkkotoiminnan tilinpäätöksessä kirjanpitolainsäädännön mukaisesti.

#### **Tutkimustulosten julkisuus**

Yhtiön on raportoitava innovaatiokannustimeen hyväksyttävien hankkeiden tuloksista. Energiavirasto julkaisee tutkimustulokset keskitetysti verkkosivuillaan. Yhtiön harkittavissa on, kuinka laajasti se sisällyttää tietoja raporttiinsa. Kuitenkin keskeisten tutkimustulosten on selvästi ilmentävä raportista siten, että ne ovat myös muiden verkkoyhtiöiden hyödynnettävissä.

Johtaja

  
Veli-Pekka Saajo

Laskentatoimen asiantuntija

  
Heikki Mannermaa

## LIITE 2: NIKKILÄN SÄHKÖASEMAN KUUKAUSIKIERROSLOMAKE

### NIKKILÄ

Ulkolämpötila: \_\_\_\_\_ Pvm. \_\_\_\_\_ Tarkastaja: \_\_\_\_\_

#### Tarkastettu

#### 110kV

1x kk	<input type="checkbox"/>	Katkaisijat: eristimet, kaasut, ohjaimet	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Eroottimet: eristimet, ohjaimet	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Virta- ja jännitemuuntajat: eristimet, öljyt	_____
2x vuosi	<input type="checkbox"/>	Lämmitykset (kojeet)	_____
kevät	<input type="checkbox"/>	Kojeperustukset	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Ulkokenttä: raivaustarve, siisteys	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Suojareleet	_____

#### Muuntajat

1x kk	<input type="checkbox"/>	Päämuuntajat	_____
1x kk		-öljyvuodot	_____
1x kk		-öljyaltaiden vesitystarve	_____
kesä		-öljyaltaiden kunto	_____
		-muut apulaitteet (ohjaimet yms.)	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	-käämitykset: öljyt, ohjain	_____
		- laskurit	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Sammutuskela: öljyvuodot, ohjain	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Omakäyttömuuntaja: öljyvuodot, siisteys	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Ilmankuivaimet (suolat ja öljykupit)	_____

PM2:

PM3:

#### 20kV

1x kk	<input type="checkbox"/>	Katkaisijat: öljyt yms.	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Suojareleet	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Kaapelit	_____

#### Kiinteistöt

1x kk	<input type="checkbox"/>	Paloilmoitinjärjestelmä	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Varavalokeskus	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Sisä- ja ulkovalaistus	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Aidat ja portit	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Ovet ja lukitus	_____
1x vuosi	<input type="checkbox"/>	Katot ja ullakotilat	_____
kevät ja syys	<input type="checkbox"/>	Rännit, syöksytorvet ja rännikaivot	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Lämmitysjärjestelmän vesimäärä/paine	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Pohjavesikaivon pumput ja hälytykset	_____
talvi	<input type="checkbox"/>	Pattereiden lämpeneminen/ilmaus	_____
1x kk	<input type="checkbox"/>	Siisteys ja siivoustarve	_____

#### Akustot

1x kk	<input type="checkbox"/>	Akkutestit	_____
		- Jännite ja kuormavirta	_____
		- Maasulkumittaus +/-Maa, +/-Maa	_____